



Wertpapierprospekt

für die Zulassung zum Börsenhandel im Regulierten Markt an der Frankfurter Wertpapierbörse mit gleichzeitiger Zulassung zum Teilbereich des Regulierten Markts mit weiteren Zulassungsfolgepflichten (Prime Standard) an der Frankfurter Wertpapierbörse von

365.960.000 nennwertlosen auf den Namen lautenden Stückaktien (gesamtes Grundkapital nach Wirksamwerden der Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit der Übertragung einer 53,35 %igen Beteiligung an der Uniper SE auf die Aktionäre der E.ON SE durch Abspaltung aller Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Uniper SE unter Ausgabe von Aktien an die Aktionäre der E.ON SE)

mit einem anteiligen rechnerischen Betrag am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie und mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016

der

Uniper SE, Düsseldorf
– International Securities Identification Number (ISIN): DE000UNSE018 –
– Wertpapierkennnummer (WKN): UNSE01 –
– Common Code: 148396396 –

Listing Agents

J.P. Morgan

Morgan Stanley

2. September 2016

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1 ZUSAMMENFASSUNG	S-1
2 RISIKOFAKTOREN	1
2.1 Risiken im Zusammenhang mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung	1
2.2 Risiken im Zusammenhang mit den Veränderungen der weltweiten Strom- und Gasmärkte und dem Geschäftsmodell der Uniper Gruppe	3
2.3 Marktrisiken für das Geschäft der Uniper Gruppe	5
2.4 Operative Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe	13
2.5 Finanzielle Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe	21
2.6 Regulatorische Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe	30
2.7 Rechtliche Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe	36
2.8 Risiken im Zusammenhang mit der Aktionärsstruktur und der Abspaltung	41
2.9 Risiken im Zusammenhang mit der Aufnahme des Börsenhandels in Aktien der Gesellschaft und Kapitalmarkttransaktionen	47
3 ALLGEMEINE INFORMATIONEN	50
3.1 Verantwortung für den Inhalt dieses Prospekts	50
3.2 Dokumente zur Einsichtnahme	50
3.3 Gegenstand dieses Prospekts	50
3.4 Zukunftsgerichtete Aussagen	50
3.5 Währungsangaben	51
3.6 Quellenangaben von Marktdaten	52
3.7 Marktschutzvereinbarung	52
3.8 Darstellung von Finanzinformationen	53
3.9 ISIN, Wertpapierkennnummer und Common Code	54
4 DIE ABSPALTUNG	55
4.1 Rechtlicher Hintergrund der Abspaltung	55
4.2 Vorbereitende Maßnahmen und Durchführung der Abspaltung	55
4.3 Grafische Veranschaulichung der Durchführung der Abspaltung	56
4.4 Gesetzlicher Spaltungsprüfer	58
4.5 Sacheinlagenprüfung	58
4.6 Zuteilungsverhältnis, Treuhänder, Zuteilung und Abwicklung	58
4.7 ADR-Programm	62
4.8 Börsenzulassung und Handelsaufnahme	62
4.9 Zeitplan für die Abspaltung und Börsenzulassung	62
4.10 Designated Sponsors	62
4.11 Interessen beteiligter Personen an der Abspaltung	63
4.12 Zulassungsvertrag, Gebühren und Freistellung	63
4.13 Andere Beziehungen zwischen den Listing Agents, der E.ON SE und der Gesellschaft	63
5 GRÜNDE FÜR DIE ABSPALTUNG UND KOSTEN DER EMISSION	64
5.1 Gründe für die Abspaltung	64
5.2 Mit der Vorbereitung der Verselbständigung und der Abspaltung verbundene Kosten und Steuern / Fehlen eines Emissionserlöses	65
6 DIVIDENDENPOLITIK	67
6.1 Allgemeine Bestimmungen zu Gewinnverteilung und Dividendenzahlungen	67
6.2 Dividendenpolitik und Ergebnis je Aktie	67

	Seite
7 KAPITALAUSSTATTUNG UND NETTO-FINANZVERSCHULDUNG	69
7.1 Kapitalausstattung	69
7.2 Netto-Finanzverschuldung	70
7.3 Sonstige finanzielle Verpflichtungen und Eventualverbindlichkeiten	70
7.4 Geschäftskapital (Nettoumlaufvermögen)	71
7.5 Wesentliche Veränderung der Finanzlage oder der Handelsposition	71
7.6 Rating	71
8 AUSGEWÄHLTE FINANZ- UND ANDERE INFORMATIONEN	72
8.1 Gewinn- und Verlustrechnungen der Uniper Gruppe	73
8.2 Bilanz der Uniper Gruppe	74
8.3 Kapitalflussrechnung der Uniper Gruppe	74
8.4 Segmentinformationen	75
8.5 Ausgewählte sonstige Kennzahlen	75
9 DARSTELLUNG UND ANALYSE DER VERMÖGENS-, FINANZ- UND ERTRAGSLAGE ..	79
9.1 Überblick über die Geschäftstätigkeit	80
9.2 Grundlage der Darstellung	80
9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken	83
9.4 Erläuterung einzelner Posten der Gewinn- und Verlustrechnungen	106
9.5 NON-GAAP-Kennzahlen	108
9.6 Vergleich der Ertragslage der Uniper Gruppe	113
9.7 Vergleich der Ertragslage – Analyse der Segmentinformationen	131
9.8 Ausgewählte Posten der Bilanz der Uniper Gruppe	138
9.9 Kapitalflussrechnung	151
9.10 Investitionen	153
9.11 Finanzstruktur vor und nach der Abspaltung vom E.ON-Konzern	155
9.12 Risikomanagementsystem	156
9.13 Wesentliche rechnungslegungsbezogene Schätzungen	161
9.14 Informationen aus dem Jahresabschluss der Uniper AG nach HGB für das Geschäftsjahr 2015	164
10 MARKT UND WETTBEWERB	165
10.1 Marktentwicklung der Strommärkte	165
10.2 Entwicklung der europäischen Gasmärkte	178
10.3 Kesselkohle und Fracht	182
11 GESCHÄFTSTÄTIGKEIT	184
11.1 Überblick	184
11.2 Geschichte	184
11.3 Wettbewerbsstärken	185
11.4 Strategie	188
11.5 Segmente	192
11.6 Beschaffung	216
11.7 Investitionen	217
11.8 Grundbesitz, Anlagen und sonstige wesentliche Sachanlagen	218
11.9 Forschung, Entwicklung und Innovation	221
11.10 Gewerbliche Schutzrechte, Patente, Lizenzen	223
11.11 Mitarbeiter	224
11.12 Rechtsstreitigkeiten	225

	Seite	
11.13	Versicherungen	230
11.14	Risikomanagement	231
11.15	Corporate Responsibility	233
11.16	Informationstechnologie	233
11.17	Wesentliche Verträge	234
11.18	Wesentliche sonstige Beteiligungen	239
12	BESTIMMTE BEZIEHUNGEN SOWIE GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN UND PERSONEN	241
12.1	Beziehung zum E.ON-Konzern	241
12.2	Beziehungen zu Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats	252
13	ENERGIERECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN	253
13.1	Überblick und Gegenwärtige Situation in der EU	253
13.2	Aktuelle Entwicklungen und Ausblick	256
13.3	Energierrechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland	257
13.4	Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland	272
14	AKTIONÄRSSTRUKTUR	292
15	ALLGEMEINE INFORMATIONEN ÜBER DIE GESELLSCHAFT UND DIE UNIPER GRUPPE	293
15.1	Konzernstruktur	293
15.2	Name, Sitz, Geschäftsjahr und Dauer der Gesellschaft	293
15.3	Gegenstand des Unternehmens	294
15.4	Angaben über Tochtergesellschaften und Beteiligungsunternehmen	294
15.5	Gesetzlicher Abschlussprüfer	299
15.6	Bekanntmachung, Zahl- und Anmeldestelle	300
16	ANGABEN ÜBER DAS KAPITAL DER UNIPER SE	301
16.1	Entwicklung des Grundkapitals in den vergangenen drei Jahren und im Zuge der Abspaltung	301
16.2	Genehmigtes Kapital	301
16.3	Bedingtes Kapital	302
16.4	Ermächtigung zur Ausgabe von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen	302
16.5	Ermächtigung zum Erwerb und zur Veräußerung eigener Aktien	303
16.6	Anrechnungsklausel	304
16.7	Allgemeine Bestimmungen zu einer Liquidation der Gesellschaft	304
16.8	Allgemeine Bestimmungen zu einer Veränderung des Grundkapitals	304
16.9	Allgemeine Bestimmungen zu Bezugsrechten	305
16.10	Ausschluss von Minderheitsaktionären	305
16.11	Melde- und Anzeigepflichten für Anteilsbesitz	306
16.12	Stimmrechtsmitteilungen	306
16.13	Mitteilungspflichten beim Halten von Instrumenten	307
16.14	Übernahmeangebot	308
16.15	Verbot ungedeckter Leerverkäufe	308
17	ANGABEN ÜBER ORGANE DER UNIPER SE	310
17.1	Überblick	310
17.2	Vorstand	311
17.3	Aufsichtsrat	318

	Seite
17.4 Bestimmte Informationen über Mitglieder von Vorstand und Aufsichtsrat; Interessenkonflikte	328
17.5 Hauptversammlung	328
17.6 Corporate Governance	329
18 BESTEUERUNG IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND	330
18.1 Besteuerung der Gesellschaft	330
18.2 Besteuerung der in Deutschland ansässigen Aktionäre	332
18.3 Besteuerung der im Ausland ansässigen Aktionäre	336
18.4 Erbschaft- und Schenkungsteuer	338
18.5 Andere Steuern	338
19 GLOSSAR	339
20 FINANZTEIL	F-1
21 GESCHÄFTSGANG UND -AUSSICHTEN	G-1
22 UNTERSCHRIFTENSEITE	U-1

1 ZUSAMMENFASSUNG

A – Einleitung und Warnhinweise		
A.1	Einleitung und Warnhinweise.	<p>Diese Zusammenfassung sollte als Einleitung zu diesem Prospekt (der „Prospekt“) verstanden werden. Bei jeder Anlageentscheidung sollte sich der Anleger auf die Prüfung des gesamten Prospekts stützen.</p> <p>Für den Fall, dass vor einem Gericht Ansprüche aufgrund der in diesem Prospekt enthaltenen Informationen geltend gemacht werden, könnte der als Kläger auftretende Anleger in Anwendung der einzelstaatlichen Rechtsvorschriften der Staaten des Europäischen Wirtschaftsraums die Kosten für die Übersetzung des Prospekts vor Prozessbeginn zu tragen haben.</p> <p>Die Uniper SE, Düsseldorf, Deutschland (die „Gesellschaft“ oder „Uniper SE“ und, gemeinsam mit ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, die „Uniper Gruppe“), zusammen mit J.P. Morgan Securities plc, London, Großbritannien („J.P. Morgan“) und Morgan Stanley Bank AG, Frankfurt, Deutschland, („Morgan Stanley“ und gemeinsam mit J.P. Morgan die „Listing Agents“), übernehmen gemäß § 5 Abs. 2b Nr. 4 des Wertpapierprospektgesetzes die Verantwortung für diese Zusammenfassung, einschließlich etwaiger Übersetzungen hiervon. Diejenigen Personen, die wie vorstehend die Verantwortung für die Zusammenfassung, einschließlich etwaiger Übersetzungen hiervon, übernommen haben, oder von denen deren Erlass ausgeht, können für den Inhalt der Zusammenfassung haftbar gemacht werden, jedoch nur für den Fall, dass die Zusammenfassung irreführend, unrichtig oder widersprüchlich ist, wenn sie zusammen mit den anderen Teilen des Prospekts gelesen wird, oder sie, wenn sie zusammen mit den anderen Teilen des Prospekts gelesen wird, nicht alle erforderlichen Schlüsselinformationen vermittelt.</p>
A.2	Angaben zur späteren Verwendung des Prospekts.	Entfällt. Eine Zustimmung zur Verwendung des Prospekts für eine spätere Weiterveräußerung oder Platzierung der Aktien ist nicht erteilt worden.
B – Emittent		
B.1	Juristische und kommerzielle Bezeichnung.	<p>Die juristische Bezeichnung der Gesellschaft ist Uniper SE.</p> <p>Die Gesellschaften der Uniper Gruppe treten in erster Linie unter Verwendung der kommerziellen Bezeichnung „Uniper“ auf. Zusätzlich wird in Russland die kommerzielle Bezeichnung „Unipro“ verwendet.</p>
B.2	Sitz, Rechtsform, für den Emittenten geltendes Recht, Land der Gründung.	Der eingetragene Sitz der Gesellschaft befindet sich in Düsseldorf, Deutschland, am E.ON-Platz 1. Sie ist eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf unter HRB 77425. Die Gesellschaft ist eine Europäische Aktiengesellschaft (<i>Societas Europaea</i> , SE) mit Sitz in Deutschland und unterliegt deutschem Recht.

<p>B.3</p>	<p>Derzeitige Geschäftstätigkeit und Haupttätigkeit sowie Hauptmärkte, auf denen der Emittent vertreten ist.</p>	<p>Die Gesellschaft ist die Holdinggesellschaft der Uniper Gruppe, die mit einer Erzeugungskapazität von 37.598 Megawatt¹ („MW“) im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (Geschäftsjahr 2015: 39.863 MW, Geschäftsjahr 2014: 43.000 MW, Geschäftsjahr 2013: 43.477 MW) (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken) und einem Adjusted EBIT² in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum von € 1.135 Mio. (Geschäftsjahr 2015: € 801 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 826 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 1.048 Mio.) nach ihrer Einschätzung zu den bedeutenden Akteuren im Bereich der konventionellen Energieerzeugung und des Energiehandels in Deutschland, Europa sowie Russland gehört. Die Uniper Gruppe ist hauptsächlich in den Bereichen der konventionellen Energieerzeugung und dem Handel mit Strom, Gas, Kohle und verflüssigtem Erdgas (<i>liquefied natural gas</i> – „LNG“) sowie dem Gasspeicherbetrieb und Gasinfrastrukturbeteiligungen tätig. Im Transport und Vertrieb von Gas nimmt sie in Zentraleuropa eine führende Stellung ein. Daneben handelt sie mit CO₂-Zertifikaten und Frachtkontingenten, vermarktet technische Dienstleistungen an andere Marktteilnehmer und tätigt Absicherungsgeschäfte. Ihre Kunden sind dabei vor allem Groß- und Geschäftskunden, zu denen u. a. Netzbetreiber, Stadtwerke und andere Energieweiterteiler zählen. Im Segment Globaler Handel interagiert die Uniper Gruppe insbesondere mit nationalen und internationalen Energiehändlern.</p> <p>Gemessen am Adjusted EBIT liegen die Schwerpunkte der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe in Deutschland, Schweden und Russland. Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe insbesondere in Großbritannien, Frankreich, den Niederlanden und in den USA tätig.</p> <p>Die Uniper Gruppe ist in drei operative Segmente gegliedert: Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung. In dem daneben bestehenden Überleitungsstellen Administration/Konsolidierung sind segmentübergreifende administrative Funktionen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen zusammengefasst.</p> <p>Das Segment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzten Erzeugungsanlagen der Uniper Gruppe in Europa (ohne Russland und Tschechien). Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Öl- sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung konzernintern an das Segment Globaler Handel verkauft, welches die Vermarktung und den Absatz über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind in der Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung die Vermarktung von Energiedienstleistungen an andere Marktteilnehmer (Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen (<i>Third Party Services</i>)) enthalten, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Vermarktungsdienstleistungen reichen. Als Teil der Aktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges werden durch die Uniper</p>
-------------------	---	--

¹ In die Berechnung der Kennzahlen sind alle Kraftwerkskapazitäten einbezogen, die der Uniper Gruppe mindestens an einem Tag der jeweils zu betrachtenden Periode zur Verfügung standen.

² „Adjusted EBIT“ bezeichnet das Ergebnis vor Zinsen und Steuern unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses („EBIT“), das um nicht operative Effekte bereinigt wird. Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Das Adjusted EBIT ist keine in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards oder dem deutschen Handelsgesetzbuch verwendete Kennzahl und darf daher nicht als Alternative zu den allgemein akzeptierten GAAP-Kennzahlen betrachtet werden.

		<p>Technologies GmbH und ihre Gruppenunternehmen die Wartung von Kraftwerken sowie sonstige Aufgaben sowohl für die Uniper Gruppe als auch für Dritte vorgenommen.</p> <p>Das Segment Globaler Handel bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion im Segment Europäische Erzeugung erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, ein Großteil des erzeugten Stroms vermarktet sowie das Kraftwerksportfolio über die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes optimiert. In diesem Segment sind ebenso sämtliche Gashandelsaktivitäten, d. h. die Beschaffung von Gas über Bezugsverträge, der Handel an den Energiemärkten sowie der Vertrieb an Großhandelskunden gebündelt. Zusätzlich sind in diesem Segment Gasinfrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland gebündelt. Ferner ist die Uniper Gruppe über den Eigenbedarf hinaus weltweit im Handel mit Kohle und LNG sowie in dem Erwerb, dem Handel und der Vermarktung von Frachtkontingenten aktiv.</p> <p>Das Segment Internationale Stromerzeugung bündelt das operative Stromerzeugungsgeschäft der Uniper Gruppe in Russland und Brasilien. Für das Geschäft in Russland nimmt die Unipro PJSC, eine in Russland börsennotierte Gesellschaft, an der die Uniper Gruppe zu 83,7 % beteiligt ist (Stand 30. Juni 2016), jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängenden Aktivitäten wahr. Hierzu gehören u. a. die Beschaffung der in den Kraftwerken benötigten Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel mit und der Absatz der erzeugten Energie. Das Geschäft der Uniper Gruppe in Brasilien besteht derzeit aus einer von der Uniper Gruppe gehaltenen 12,3 %igen Finanzbeteiligung (Stand 30. Juni 2016) an dem Energieversorger ENEVA S.A. sowie einer direkt gehaltenen 50 %igen Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes S.A., die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt.</p> <p>Wettbewerbsstärken:</p> <p>Die Uniper Gruppe ist der Auffassung, dass sie die folgenden Stärken besitzt, die maßgeblich für ihren wirtschaftlichen Erfolg sind und die auch in Zukunft dazu beitragen werden, sie von ihren Wettbewerbern abzuheben:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Führender Akteur im Bereich der konventionellen Energieerzeugung in Europa. • Diversifiziertes Erzeugungsportfolio mit solider Ertragsgenerierung. • Starke Präsenz auf dem russischen Strommarkt. • Führender Akteur im europäischen Gas <i>Midstream</i> Geschäft (Transport, Speicherung, Aufbereitung und Vermarktung). • Diversifizierte Einkommensquellen und verlässliche Kapitalflüsse auch in einem schwierigen Marktumfeld. • Fokus auf stetige Kostenreduzierung sowie Steigerung der Effizienz und Profitabilität. • Erfahrenes Management und umfangreiche Expertise auf dem Gebiet der Stromerzeugung und dem Handel mit Rohstoffen.
--	--	---

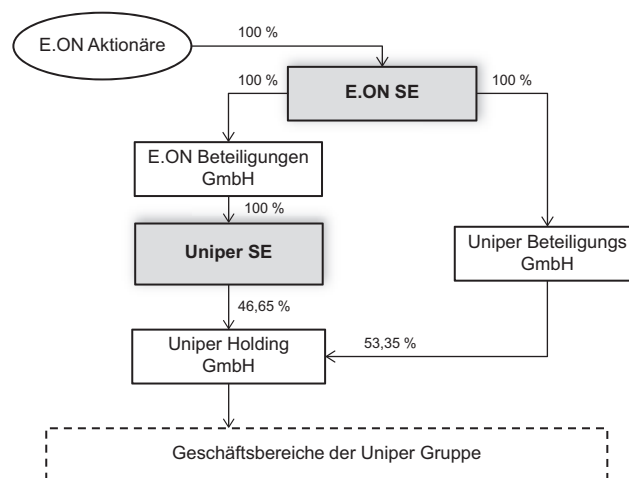
		<p>Strategie:</p> <p>Die Uniper Gruppe verfolgt die folgenden strategischen Ziele, um ihre bestehenden Geschäftsaktivitäten zu optimieren und weiter auszubauen, die Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit der Uniper Gruppe in einem sich wandelnden Marktumfeld langfristig zu sichern und nachhaltige Kapitalflüsse zu generieren:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Beitrag zur Sicherung der Systemstabilität der europäischen Strom- und Gasmärkte. • Nutzung der zunehmenden Verknüpfung der globalen Energiemärkte. • Teilnahme am Wachstum der Strommärkte weltweit.
<p>B.4</p>	<p>Wichtigste jüngste Trends, die sich auf den Emittenten und die Branchen, in denen er tätig ist, auswirken.</p>	<p>Die Uniper Gruppe ist der Ansicht, dass die Energie- und Rohstoffmärkte weltweit in den vergangenen Jahren durch die folgenden Megatrends beeinflusst wurden:</p> <p>In Europa liegt der Fokus vor allem auf der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und der Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die USA streben nach einer weitgehenden Unabhängigkeit von Energieimporten, während Russland primär an dem Einsatz nationaler Ressourcen interessiert ist. In zahlreichen anderen Regionen der Welt liegt der Fokus auf der Gewährleistung einer bezahlbaren Energieversorgung und damit häufig ebenfalls auf dem Einsatz national verfügbarer Rohstoffe.</p> <p>Diese Trends bringen nach Einschätzung der Uniper Gruppe eine Reihe von Chancen aber auch Herausforderungen für die Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe mit sich:</p> <p>Als Folge der sog. Energiewende, also des verstärkten Einsatzes von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und aufgrund von Änderungen des regulatorischen Umfelds, erwartet die Uniper Gruppe eine Veränderung der Rolle, die konventionelle Kraftwerke in Europa für die Energieerzeugung spielen werden. Während konventionelle Kraftwerke in der Vergangenheit in erster Linie der Erzeugung von Energie zur Deckung der Nachfrage dienten, werden diese künftig nach Einschätzung der Uniper Gruppe verstärkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität eingesetzt werden. Dies geschieht in einem Marktumfeld, das infolge einer veränderten Angebots- und Nachfragesituation durch stagnierende Marktpreise für Strom und Gas geprägt sein wird, wobei langfristig ein Aufwärtstrend insbesondere bei den Rohstoffpreisen nicht ausgeschlossen ist. In diesem Zusammenhang hält es die Uniper Gruppe für möglich, dass vermehrt alternative Vergütungsstrukturen für die Bereitstellung von Erzeugungsleistung, wie Kapazitätsmärkte, zur Anwendung kommen.</p> <p>In Deutschland wurde in Folge des Reaktorunglücks im japanischen Fukushima im Jahr 2011 ein vollständiger Ausstieg aus der nuklearen Energieerzeugung beschlossen. Die Auswirkungen der stufenweisen Abschaltung der nuklearen Erzeugungseinheiten bis zum Jahr 2022 werden nach Einschätzung der Uniper Gruppe auch zukünftig auf dem deutschen Strommarkt spürbar sein.</p> <p>Schließlich erwartet die Uniper Gruppe, dass die kommenden Jahre in der europäischen Erdgasversorgung aufgrund des Auslaufens bestehender Lieferverpflichtungen sowie des Rückgangs europäischer Förderung durch eine wachsende Lücke zwischen Nachfrage und Angebot gekennzeichnet sein werden, die durch neue Bezugsquellen geschlossen werden muss.</p> <p>Global geht die Uniper Gruppe von einer weiter steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie und damit von dem Zubau weiterer, auch gas- und kohlebefeuerter, konventioneller Erzeugungskapazität aus. Dies führt nach Einschätzung der Gesellschaft ebenfalls zu einer Zunahme der globalen Handelsströme für Kohle und LNG.</p>

B.5**Beschreibung der Uniper Gruppe und der Stellung des Emittenten innerhalb dieser Gruppe.**

Die Gesellschaft ist die Obergesellschaft einer Unternehmensgruppe, die in Vorbereitung der Abspaltung von der E.ON SE gesellschaftsrechtlich umstrukturiert wurde. Die Abspaltung, die auf Grundlage eines zwischen der E.ON SE und der Uniper SE geschlossenen Abspaltungs- und Übernahmevertrags vom 18. April 2016 erfolgt, wurde von der Hauptversammlung der Gesellschaft am 24. Mai 2016 und von der Hauptversammlung der E.ON SE am 8. Juni 2016 beschlossen.

Sowohl vor als auch nach der Durchführung der Abspaltung hält die E.ON SE alle Anteile an der E.ON Beteiligungen GmbH. Bis zum Wirksamwerden der Abspaltung mit ihrer Eintragung ins Handelsregister der E.ON SE hält die E.ON SE über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, 100 % der Aktien der Uniper SE, die ihrerseits 46,65 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH hält. Die übrigen 53,35 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH werden von der Uniper Beteiligungs GmbH gehalten, an der die E.ON SE mit 100 % beteiligt ist.

Schaubild 1 – Stand vor Durchführung der Abspaltung



Für die Übertragung der Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft an die Aktionäre der E.ON SE ist vorgesehen, dass die E.ON SE ihre 100 %ige Beteiligung an der Uniper Beteiligungs GmbH an die Gesellschaft im Wege der Abspaltung zur Aufnahme nach dem Umwandlungsgesetz abspaltet. Hierdurch werden mittelbar die übrigen 53,35 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH auf die Gesellschaft übergehen. Als Gegenleistung für diese Abspaltung werden den Aktionären der E.ON SE neue Aktien der Gesellschaft im Verhältnis 10:1 zugeteilt werden, d. h. für je zehn (10) Aktien an der E.ON SE erhalten Aktionäre der E.ON SE eine (1) Aktie der Gesellschaft. Die den Aktionären der E.ON SE zu gewährenden neuen Aktien werden von der Gesellschaft mittels einer Kapitalerhöhung zur Durchführung der Abspaltung geschaffen.

Mit Wirksamwerden der Abspaltung werden die Aktionäre der E.ON SE 53,35 % der Aktien der Gesellschaft halten und die E.ON SE – mittelbar über die E.ON Beteiligungen GmbH – 46,65 % der Aktien der Gesellschaft. Die Aktionäre der E.ON SE bleiben demnach auch nach der Abspaltung vollumfänglich an den abzutrennenden Aktivitäten der Uniper Gruppe beteiligt – direkt über ihre (neue) Beteiligung an der Gesellschaft und indirekt über ihre Beteiligung an der E.ON SE. Angaben über Beteiligungen der Gesellschaft zum 31. Dezember 2015, 2014 sowie 2013 in diesem Prospekt wurden dem geprüften kombinierten Abschluss der Uniper SE für die jeweils zum 31. Dezember endenden Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 (der „**Kombinierte Abschluss**“) entnommen, der die Beteiligungsverhältnisse jeweils zu den drei Bilanzstichtagen so zeigt, als ob die Abspaltung bereits zu diesem Zeitpunkt erfolgt wäre.

		<p>Schaubild 2 – Struktur nach Durchführung der Abspaltung</p> <pre> graph TD EA(E.ON Aktionäre) -- 100% --> EOS(E.ON SE) EOS -- 100% --> EOB(E.ON Beteiligungen GmbH) EOB -- 46,65% --> US(E.ON SE) US -- 100% --> UB(Uniper Beteiligungs GmbH) UB -- 53,35% --> UHG(Uniper Holding GmbH) US -- 46,65% --> UHG UHG -.-> GB[Geschäftsbereiche der Uniper Gruppe] </pre>
<p>B.6</p>	<p>Personen, die eine direkte oder indirekte Beteiligung am Eigenkapital des Emittenten oder einen Teil der Stimmrechte halten oder den Emittenten beherrschen.</p> <p>Unterschiedliche Stimmrechte.</p> <p>Unmittelbare oder mittelbare Beherrschung des Emittenten und Art der Beherrschung.</p>	<p>Zum Datum dieses Prospekts hält die E.ON SE mittelbar über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, sämtliche Anteile an der Uniper SE.</p> <p>Entfällt. Jede Aktie vermittelt in der Hauptversammlung ein Stimmrecht. Aktionäre, die bereits vor der Abspaltung Aktien der Gesellschaft gehalten haben, verfügen über keine unterschiedlichen Stimmrechte.</p> <p>Vor Wirksamwerden der Abspaltung, d. h. vor Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE, hält die E.ON SE über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, 100 % der Aktien der Uniper SE, die ihrerseits 46,65 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH hält. Die übrigen 53,35 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH werden von der Uniper Beteiligungs GmbH gehalten, an der die E.ON SE mit 100 % beteiligt ist.</p> <p>Nach dem Wirksamwerden der Abspaltung wird die E.ON SE mittelbar über die E.ON Beteiligungen GmbH 46,65 % des Grundkapitals der Uniper SE halten. Die weiteren 53,35 % des Grundkapitals der Gesellschaft werden den Aktionären der E.ON SE im Rahmen der Abspaltung zugeteilt. Die E.ON SE wird zu diesem Zeitpunkt nur noch über die dieser Minderheitsbeteiligung entsprechenden Einflussnahmemöglichkeiten verfügen. Zwei Mitglieder des Vorstands der E.ON SE sind Mitglieder des Aufsichtsrats der Gesellschaft. Zusätzlich sind drei Mitglieder des Aufsichtsrats (Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker) Arbeitnehmer der E.ON SE oder ihrer direkten und indirekten Tochtergesellschaften (gemeinsam, der „E.ON-Konzern“). Zudem ist der Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft ein ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON SE.</p> <p>Die E.ON SE und die Gesellschaft beabsichtigen, nach der Börsennotierung der Gesellschaft eine Entkonsolidierungsvereinbarung abzuschließen, um eine Entkonsolidierung der Uniper Gruppe spätestens im ersten Halbjahr 2017 zu erreichen. In der Entkonsolidierungsvereinbarung werden Regelungen zu der Nichtausübung von Stimmrechten durch die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH in Bezug auf die Hauptversammlung der Gesellschaft</p>

		<p>getroffen werden. Die Vereinbarung soll sicherstellen, dass trotz der bei der E.ON SE zunächst verbleibenden Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft von 46,65 % der Stimmrechte, die voraussichtlich eine Präsenzmehrheit in der Hauptversammlung der Gesellschaft vermittelt, die Pflicht zur Vollkonsolidierung der Uniper Gruppe im Konzernabschluss der E.ON SE beendet wird.</p>
<p>B.7</p>	<p>Ausgewählte wesentliche historische Finanzinformationen.</p>	<p>Die in den nachfolgenden Tabellen dargestellten Finanzdaten sind dem Kombinierten Abschluss oder dem ungeprüften verkürzten konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (einschließlich Vergleichszahlen für den zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum) (der „Konsolidierte Zwischenabschluss“) entnommen bzw. daraus abgeleitet.</p> <p>Der Kombinierte Abschluss wurde gemäß den International Financial Reporting Standards („IFRS“), wie sie in der Europäischen Union („EU“) anzuwenden sind, und den Interpretationen des IFRS Interpretations Committee („IFRS IC“), die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden, erstellt und von PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Moskauer Straße 19, 40227 Düsseldorf, Deutschland, gemäß den International Standards on Auditing (<i>ISA</i>) geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.</p> <p>Der Kombinierte Abschluss der Uniper SE bildet die Gesellschaften der Uniper Gruppe und die der Uniper Gruppe zugeordneten Geschäftsaktivitäten ab, wie sie historisch in den IFRS-Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen wurden, und wie sie zukünftig nach Wirksamwerden der Abspaltung bestehen werden. Während der Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 war die Uniper Gruppe nicht als eigenständiger Konzern operativ tätig.</p> <p>Der ungeprüfte verkürzte Konsolidierte Zwischenabschluss der Uniper SE wurde gemäß dem International Accounting Standard („IAS“) 34 (Zwischenberichterstattung) erstellt.</p> <p>Die in den nachfolgenden Tabellen als „geprüft“ bezeichneten Finanzdaten sind Daten, die dem oben genannten geprüften Kombinierten Abschluss der Uniper SE entnommen wurden. Als „ungeprüft“ bezeichnete Finanzdaten sind Daten, die aus dem geprüften Kombinierten Abschluss abgeleitet oder dem ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE entnommen bzw. daraus abgeleitet oder dem Rechnungswesen der Uniper Gruppe entnommen bzw. daraus abgeleitet wurden.</p>

Gewinn- und Verlustrechnungen der Uniper Gruppe

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(in Mio. €) (geprüft)		
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	33.581	45.026	92.338	88.522	95.097
Strom- und Energiesteuern	-254	-115	-223	-297	-347
Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750
Bestandsveränderungen	-8	35	4	-64	-17
Andere aktivierte Eigenleistungen	9	3	46	81	81
Sonstige betriebliche Erträge	4.791	4.156	10.825	9.462	4.572
Materialaufwand	-30.998	-43.117	-89.306	-84.501	-91.256
Personalaufwand	-564	-603	-1.260	-1.329	-1.442
Abschreibungen	-3.275	-645	-5.357	-5.209	-2.191
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-6.810	-4.640	-10.524	-9.319	-5.082
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	57	65	60	-388	-340
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	-3.397	-3.042	-925
Finanzergebnis	-364	-44	36	-118	-148
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-50	-24	-396	348	-60
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133

Bilanz der Uniper Gruppe

	Zum 30. Juni 2016	Zum 31. Dezember		
	(ungeprüft)	2015	2014	2013
	(in Mio. €) (geprüft)			
Goodwill	2.628	2.555	4.911	6.372
Immaterielle Vermögenswerte	1.966	2.159	2.436	3.258
Sachanlagen	11.274	14.297	15.717	19.778
At equity bewertete Unternehmen	840	1.136	1.401	1.897
Sonstige Finanzanlagen	530	558	927	1.306
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	2.983	3.029	4.104	3.604
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	4.315	4.687	3.158	1.985
Ertragsteueransprüche	9	9	14	17
Aktive latente Steuern	1.031	1.031	1.355	1.040
Langfristige Vermögenswerte	25.576	29.461	34.023	39.257
Vorräte	1.451	1.734	2.297	2.888
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	950	8.359	11.475	10.499
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	14.141	23.085	23.205	18.726
Ertragsteueransprüche	299	296	206	146
Liquide Mittel	536	360	412	896
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	32	228	2	98
Kurzfristige Vermögenswerte	17.409	34.062	37.597	33.253
Summe Aktiva	42.985	63.523	71.620	72.510
Eigenkapital (Nettovermögen)	11.067	15.001	22.719	27.766
Finanzverbindlichkeiten	1.080	2.296	5.175	5.387
Betriebliche Verbindlichkeiten	4.578	3.781	2.460	1.702
Ertragsteuern	—	—	—	—
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.175	796	1.773	1.479
Übrige Rückstellungen	6.562	5.809	5.057	4.844
Passive latente Steuern	1.705	1.622	1.966	2.210
Langfristige Schulden	15.100	14.304	16.431	15.622
Finanzverbindlichkeiten	1.310	10.551	8.161	8.307
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	13.681	20.642	21.563	18.349
Ertragsteuern	300	338	323	242
Übrige Rückstellungen	1.527	2.569	2.423	2.224
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	—	118	—	—
Kurzfristige Schulden	16.818	34.218	32.470	29.122
Summe Passiva	42.985	63.523	71.620	72.510

Kapitalflussrechnung der Uniper Gruppe

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(in Mio. €) (geprüft)		
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	945	-487	-610	-1.504	-1.017
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.706	-1.737	-979	37	741
Liquiditätswirksame Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	191	77	-124	-30	278
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende	528	468	299	340	551

Segmentinformationen

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(in Mio. €) (geprüft)		
Umsatzerlöse					
Europäische Erzeugung	3.250	3.902	7.563	8.246	9.083
<i>Innenumsatz</i>	1.786	2.371	4.547	5.024	5.654
<i>Außenumsatz</i>	1.464	1.531	3.016	3.222	3.429
Globaler Handel	32.827	44.619	91.207	86.672	93.767
<i>Innenumsatz</i>	1.475	1.808	3.235	3.196	4.322
<i>Außenumsatz</i>	31.352	42.811	87.972	83.476	89.445
Internationale Stromerzeugung	510	556	1.134	1.529	1.879
<i>Innenumsatz</i>	—	—	—	—	—
<i>Außenumsatz</i>	510	556	1.134	1.529	1.879
Administration/Konsolidierung	-3.260	-4.166	-7.789	-8.222	-9.979
<i>Innenumsatz</i>	-3.261	-4.179	-7.782	-8.220	-9.976
<i>Außenumsatz</i>	1	13	-7	-2	-3
Summe Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750

Ausgewählte sonstige Kennzahlen

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft) (in Mio. €, sofern nicht anders angegeben)		(geprüft, soweit nicht anders angegeben)		
Investitionen					
<i>Europäische Erzeugung</i>	177	275	774	877	1.018
<i>Globaler Handel</i>	66	58	112	105	147
<i>Internationale Stromerzeugung</i>	44	85	193	547	1.037
<i>Administration/Konsolidierung</i>	5	—	4	2	0
Gruppe Investitionen	292	418	1.083	1.531	2.202
Adjusted EBIT					
<i>Europäische Erzeugung</i> ⁽¹⁾	120	195	506	539	504
<i>Globaler Handel</i> ⁽¹⁾	1.095	334	262	173	328
<i>Internationale Stromerzeugung</i> ⁽¹⁾	-39	106	236	316	410
<i>Administration/Konsolidierung</i> ⁽¹⁾	-41	-90	-203	-202	-194
Gruppe Adjusted EBIT ⁽¹⁾	1.135	545	801	826	1.048
Adjusted EBITDA					
<i>Europäische Erzeugung</i> ⁽¹⁾	406	515	1.125	1.331	1.254
<i>Globaler Handel</i> ⁽¹⁾	1.165	420	449	362	546
<i>Internationale Stromerzeugung</i> ⁽¹⁾	5	150	335	465	609
<i>Administration/Konsolidierung</i> ⁽¹⁾	-36	-85	-192	-192	-182
Gruppe Adjusted EBITDA ⁽¹⁾	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern					
<i>Europäische Erzeugung</i> ⁽²⁾	897	603	1.133	1.077	855
<i>Globaler Handel</i> ⁽²⁾	1.111	1.771	767	342	-446
<i>Internationale Stromerzeugung</i> ⁽²⁾	149	172	388	511	655
<i>Administration/Konsolidierung</i> ⁽²⁾	-23	-105	-267	-186	-199
Gruppe Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern					
Steuern ⁽²⁾	2.134	2.441	2.021	1.744	865
FFO ^{(3)*}	216	605	2.092	1.816	1.789
Adjusted FFO ^{(3)*}	8	393	1.805	1.548	1.495
Cash Conversion ⁽⁴⁾ (in %)*	138,6	244,1	117,7	88,7	38,8
Netto-Finanzposition ^{(5)*}	-1.531	—	-4.930	-2.066	-3.112
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung ^{(5)*}	-3.631	—	-6.690	-4.802	-5.624
Beeinflussbare Kosten ^{(6)*}	657	722	1.305	1.455	1.639

(*) Ungeprüft.

- (1) Bei dem EBIT (*unbereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern*) handelt es sich um das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern der Uniper Gruppe nach IFRS unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die operative Ertragskraft des Uniper-Geschäfts wird das unbereinigte EBIT um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt. Im Adjusted EBIT werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen enthalten. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um zusätzliche Aufwendungen, die nicht unmittelbar im Zusammenhang mit dem operativen Geschäft stehen. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge von Einzelsachverhalten mit seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein.

Bei dem Adjusted EBITDA handelt es sich um ein bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen.

- (2) Der Operative Cashflow vor Zinsen und Steuern (*operating cashflow before interest and taxes* („OCFbit“)) bezeichnet den Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow) abzüglich der Mittelzuflüsse bzw. zuzüglich der Mittelabflüsse aus Zins- und Steuerzahlungen (abzüglich Erstattungen).
- (3) Die Uniper Gruppe verwendet ab 2017 die Non-GAAP Kennzahl „Adjusted Funds from Operations“ („Adjusted FFO“) als Steuerungsgröße im Rahmen der Bemessung des für die Aktionäre zur Verfügung stehenden Ausschüttungspotentials sowie ab 2017 für die variable Vorstandsvergütung.

Basis des FFO (*Funds from Operations*) ist der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (*operativer Cashflow*), der in einem ersten Schritt um die Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern bereinigt wird, um periodenbedingte Verschiebungen aufgrund von nicht vorhersehbaren Zahlungsmittelzuflüssen bzw. Mittelabflüssen zu eliminieren. In der Veränderung der betrieblichen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden u. a. Veränderungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen. Diese Veränderungen werden ebenfalls bereinigt, da sie nicht zahlungswirksam werden. Aus dem gleichen Grund wird auch die erfolgswirksame Fremdwährungs-Bewertung der operativen Forderungen und Verbindlichkeiten abgezogen.

Für das Adjusted FFO werden Dienstzeitaufwendungen für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche und nachzuverrechnende Dienstzeitaufwendungen, die zukünftig zahlungswirksam werden, sowie Zahlungen an den schwedischen Fonds für Nuklearabfall von den FFO abgezogen, obwohl sie im Cashflow aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden, da sie aus dem operativen Geschäft resultieren. Auch beschlossene bzw. gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter stehen den Aktionären der Gesellschaft nicht zur Verfügung und werden deshalb bereinigt.

- (4) Cash Conversion (Zahlungsmittelumschlag) bezeichnet das Ergebnis aus der Division des Operativen Cashflows vor Zinsen und Steuern (*operating cashflow before interest and taxes (OCFbIT)*) durch das Adjusted EBITDA für die jeweilige Periode.
- (5) Die Netto-Finanzposition umfasst die liquiden Mittel, langfristigen Wertpapiere und finanziellen Forderungen gegen verbundene Unternehmen, von denen die Finanzverbindlichkeiten (inklusive finanzieller Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen) abgezogen werden. Die Forderungen und Verbindlichkeiten gegen bzw. gegenüber verbundene/n Unternehmen ergeben sich aus der Einbindung der Uniper Gruppe in das Cash Management des E.ON-Konzerns und sind in den sonstigen Finanzforderungen und finanziellen Vermögenswerten sowie sonstigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen. Der ausstehende Nettobetrag aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten gegen den bzw. gegenüber dem E.ON-Konzern wird im Zuge der Abspaltung durch externe Finanzverbindlichkeiten abgelöst und wird daher in der Netto-Finanzposition berücksichtigt.

Von der so ermittelten Netto-Finanzposition werden die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen abgezogen, da beide Positionen langfristige finanzielle Zahlungsverpflichtungen bedingen. Diesen Verpflichtungen zugeordnetes separiertes Vermögen wird bei der Ermittlung der Wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigt.

Die Netto-Finanzposition bzw. die Wirtschaftliche Netto-Verschuldung bestehen aus Bilanzgrößen und werden deshalb nicht zum 30. Juni 2015 verglichen.

- (6) Die Beeinflussbaren Kosten (*Controllable Costs*) bezeichnen eine Kennzahl zur Analyse und Steuerung der Aufwandsentwicklung und beinhalten diejenigen operativen Kosten, die vom Management selbständig beeinflusst und gesteuert werden können. Die Definition der Beeinflussbaren Kosten bezieht sich nur auf das Segment Europäische Erzeugung. Die Kennzahl beinhaltet den gesamten Personalaufwand sowie Aufwendungen für bezogene Waren und für bezogene Leistungen. Die Beeinflussbaren Kosten enthalten die übrigen sonstigen betrieblichen Erträge mit weiterbelasteten Aufwendungen für bezogene Waren und Dienstleistungen, Erstattungen für Versicherungen, Auflösung von Wertberichtigungen, Investitionszuschüsse und Mieterträge. Darüber hinaus werden Teile der sonstigen betrieblichen Aufwendungen berücksichtigt, die Beeinflussbare Kosten enthalten. Hierunter fallen Aufwendungen für Rekultivierung und Abbruch, Marketing, IT- und Mietkosten, Kosten für Fremdleistung, Gebühren und Beiträge, Instandhaltung und Reparaturen, Büroaufwendungen, Reisekosten, Weiterbildungskosten, Notarkosten sowie Beratungs- und Prüfungsaufwendungen. Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate sowie Strombezüge werden nicht einbezogen, da sie marktseitig beeinflusst werden.

<p>Wesentliche Änderungen der Finanzlage und des Betriebsergebnisses des Emittenten in oder nach dem von den wesentlichen historischen Finanzinformationen abgedeckten Zeitraum.</p>	<p>Seit dem 30. Juni 2016 hat sich die Finanzlage und Handelsposition der Uniper Gruppe nicht wesentlich verändert.</p> <p>Vergleich der Ertragslage in den zum 30. Juni 2016 und zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeiträumen</p> <p>Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum gab es im Vergleich zum am 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum folgende wesentliche Entwicklungen:</p> <p>Die Umsatzerlöse sanken von € 44.911 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 11.584 Mio. bzw. 25,8 % auf € 33.327 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.</p> <p>Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 4.156 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 635 Mio. bzw. 15,3 % auf € 4.791 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.</p> <p>Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € 165 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 3.636 Mio. auf € -3.471 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.</p> <p>Das Finanzergebnis sank von € -44 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 320 Mio. auf € -364 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.</p> <p>Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € 97 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 3.982 Mio. auf € -3.885 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.</p> <p>Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2015 und 2014</p> <p>Im zum 31. Dezember 2015 endenden Geschäftsjahr gab es im Vergleich zum am 31. Dezember 2014 endenden Geschäftsjahr folgende wesentliche Entwicklungen:</p> <p>Die Umsatzerlöse stiegen von € 88.225 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 3.890 Mio. bzw. 4,4 % auf € 92.115 Mio. im Geschäftsjahr 2015.</p> <p>Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 9.462 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 1.363 Mio. bzw. 14,4 % auf € 10.825 Mio. im Geschäftsjahr 2015.</p> <p>Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € -3.042 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 355 Mio. bzw. 11,7 % auf € -3.397 Mio. im Geschäftsjahr 2015.</p> <p>Das Finanzergebnis stieg von € -118 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 154 Mio. auf € 36 Mio. im Geschäftsjahr 2015.</p> <p>Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € -2.812 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 945 Mio. bzw. 33,6 % auf € -3.757 Mio. im Geschäftsjahr 2015.</p> <p>Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2014 und 2013</p> <p>Im zum 31. Dezember 2014 endenden Geschäftsjahr gab es im Vergleich zum am 31. Dezember 2013 endenden Geschäftsjahr folgende wesentliche Entwicklungen:</p> <p>Die Umsatzerlöse sanken von € 94.750 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 6.525 Mio. bzw. 6,9 % auf € 88.225 Mio. im Geschäftsjahr 2014.</p>
---	---

		<p>Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 4.572 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 4.890 Mio. bzw. 107,0 % auf € 9.462 Mio. im Geschäftsjahr 2014.</p> <p>Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € -925 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 2.117 Mio. bzw. 228,9 % auf € -3.042 Mio. im Geschäftsjahr 2014.</p> <p>Das Finanzergebnis verbesserte sich von € -148 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 30 Mio. bzw. 20,3 % auf € -118 Mio. im Geschäftsjahr 2014.</p> <p>Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € -1.133 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 1.679 Mio. bzw. 148,2 % auf € -2.812 Mio. im Geschäftsjahr 2014.</p> <p>Operative und finanzielle Optimierung der Uniper Gruppe</p> <p>Die Uniper Gruppe hat im April 2016 ein umfassendes Programm zu ihrer operativen und finanziellen Optimierung bekannt gegeben (Projekt „Voyager“). Der Großteil der Maßnahmen soll bis Ende 2017 abgeschlossen sein und damit bereits im Geschäftsjahr 2018 wirksam werden. Zentraler Bestandteil des Programms ist die Optimierung der Kostenpositionen der Uniper Gruppe, z. B. in Form niedrigerer Verwaltungskosten u. a. durch eine Reduzierung von Management-Ebenen sowie einer kritischen Überprüfung bestehender Strukturen und Prozesse. Des Weiteren werden zur Optimierung der Liquidität sowohl strikte Working-Capital Maßnahmen konsequent fortgesetzt als auch der Umfang der Investitionen für Wartung und Instandhaltung sowie bereits bestehende Wachstumsprojekte begrenzt. Zur Finanzierung dieser Projekte sowie zur weiteren Stärkung der Bilanz sind darüber hinaus Verkäufe von Unternehmensteilen im Umfang von mehr als € 2 Mrd. geplant. Insgesamt plant die Uniper Gruppe das Verhältnis von Wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zum Adjusted EBITDA komfortabel auf unter 2:1 und das Verhältnis von Netto-Finanzposition zum Adjusted EBITDA auf unter 1:1 zu senken.</p> <p>Durch diese Maßnahmen soll u. a. erreicht werden, dass die Uniper Gruppe das derzeit bestehende langfristige Investmentgrade Rating BBB-¹ mit stabilem Ausblick, das sie am 10. Mai 2016 von der Ratingagentur Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited erhalten hat, dauerhaft stärkt. Hierdurch wird der wichtige Marktzugang zu den Rohstoffhandelsmärkten gewährleistet und eine stabile und starke Finanzkraft in volatilen Rohstoffmärkten erreicht.</p>
B.8	Ausgewählte wesentliche Pro-forma-Finanzinformationen.	Entfällt. Die Gesellschaft hat keine Pro-forma-Finanzinformationen erstellt.
B.9	Gewinnprognosen oder -schätzungen.	Entfällt. Es liegen keine Gewinnprognosen oder -schätzungen vor.
B.10	Beschränkungen im Bestätigungsvermerk zu den historischen Finanzinformationen.	Entfällt. Der Bestätigungsvermerk zum Kombinierten Abschluss der Uniper SE für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre sowie die jeweiligen Bestätigungsvermerke zu den Jahresabschlüssen der Gesellschaft bzw. der Uniper AG bzw. der E.ON Kraftwerke GmbH für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre wurden jeweils ohne Einschränkung erteilt.

¹ Gesellschaften mit dem Rating BBB- werden von Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited als Gesellschaften angesehen, die in angemessener Weise in der Lage sind, ihren finanziellen Verpflichtungen nachzukommen. Die Agentur Standard & Poor's hat ihren Sitz in der Europäischen Union und ist gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1060/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. September 2009 über Ratingagenturen, in der jeweils geltenden Fassung, registriert.

B.11	Nichtausreichen des Geschäftskapitals des Emittenten zur Erfüllung bestehender Anforderungen.	Entfällt. Das Geschäftskapital des Emittenten reicht aus, um die bestehenden Anforderungen zu erfüllen.
-------------	--	---

C – Wertpapiere		
------------------------	--	--

C.1	Beschreibung von Art und Gattung der angebotenen und/oder zum Handel zuzulassenden Wertpapiere, einschließlich jeder Wertpapierkennung.	<p>Gegenstand dieses Prospekts zum Zwecke der Börsenzulassung sind 365.960.000 auf den Namen lautende Stückaktien ohne Nennbetrag (die „Aktien“), jeweils mit einem rechnerischen Nennbetrag von € 1,70 am Grundkapital der Gesellschaft und mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016 (gesamtes Grundkapital nach Wirksamwerden der Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit der Übertragung einer 53,35 %igen Beteiligung an der Gesellschaft auf die Aktionäre der E.ON SE durch Abspaltung aller Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Gesellschaft unter Ausgabe von neuen Aktien an die Aktionäre der E.ON SE).</p> <p>International Securities Identification Number (ISIN): DE000UNSE018</p> <p>Wertpapierkennnummer (WKN): UNSE01</p> <p>Common Code: 148396396</p>
C.2	Währung der Wertpapieremission.	Euro.
C.3	<p>Zahl der ausgegebenen und voll eingezahlten Aktien und der ausgegebenen, aber nicht voll eingezahlten Aktien.</p> <p>Nennwert pro Aktie bzw. Angabe, dass die Aktien keinen Nennwert haben.</p>	<p>Zum Datum dieses Prospekts beträgt das Grundkapital der Gesellschaft € 290.224.578, eingeteilt in 170.720.340 Aktien. Mit Wirksamwerden der Abspaltung, d. h. mit Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE (voraussichtlich am 9. September 2016), wird das Grundkapital der Gesellschaft € 622.132.000 betragen und in 365.960.000 Aktien eingeteilt sein. Die Aktien unterliegen deutschem Recht. Das Grundkapital ist vollständig eingezahlt.</p> <p>Die Aktie hat keinen Nennwert. Jede Aktie hat rechnerisch einen anteiligen Betrag am Grundkapital von € 1,70.</p>
C.4	Beschreibung der mit den Wertpapieren verbundenen Rechte.	<p>Sämtliche von der Gesellschaft ausgegebenen Aktien sind ab dem 1. Januar 2016 gewinnberechtigt. Dies wird auch für die im Zuge der Abspaltung neu geschaffenen Aktien gelten.</p> <p>Jede Aktie vermittelt in der Hauptversammlung der Gesellschaft ein Stimmrecht.</p>
C.5	Beschreibung aller etwaigen Beschränkungen für die freie Übertragbarkeit der Wertpapiere.	Entfällt. Es bestehen keine Verfügungsverbote oder -beschränkungen hinsichtlich der Übertragbarkeit der Aktien der Gesellschaft.
C.6	Angabe, ob für die angebotenen Wertpapiere die Zulassung zum Handel an einem geregelten Markt beantragt wurde bzw. werden soll, und Nennung aller geregelten Märkte, an denen die Wertpapiere gehandelt werden oder werden sollen.	Die Zulassung der Aktien zum Regulierten Markt an der Frankfurter Wertpapierbörse mit gleichzeitiger Zulassung zum Teilbereich des Regulierten Markts mit weiteren Zulassungsfolgeflichten (Prime Standard) an der Frankfurter Wertpapierbörse wurde am 19. August 2016 beantragt. Die Zulassung wird voraussichtlich am 9. September 2016 und die Handelsaufnahme an der Frankfurter Wertpapierbörse voraussichtlich am 12. September 2016 erfolgen.

C.7	Dividendenpolitik	<p>Entsprechend der von der Gesellschaft angestrebten Dividendenpolitik beabsichtigt die Gesellschaft, für das Geschäftsjahr 2016 eine Dividende in Höhe von ca. € 200 Mio., d. h. € 0,55 je Aktie (auf der Grundlage von 365.960.000 ausgegebenen Aktien), auszuschütten. Über diese Dividende wird in der Hauptversammlung im Geschäftsjahr 2017 entschieden. Für die folgenden Geschäftsjahre ist eine Dividendenzahlung auf der Grundlage des Free Cash from Operations (Adjusted Funds from Operation abzüglich Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen im Zusammenhang mit Ersatzbeschaffungen und Instandhaltungen) vorgesehen. Es ist hinsichtlich der Dividendenzahlung in den folgenden Geschäftsjahren eine Ausschüttung von mindestens 75 % und bis zu 100 % des Free Cash from Operations vorgesehen, wobei der gesamte freie Kapitalfluss (<i>Total Free Cashflow</i>) nach der Ausschüttung ausgeglichen oder positiv sein soll. Die Fähigkeit der Gesellschaft zur künftigen Zahlung von Dividenden wird von der Höhe des ausschüttungsfähigen Bilanzgewinns abhängen. Die Höhe künftiger Bilanzgewinne und damit die Höhe etwaiger künftiger Dividendenzahlungen kann die Gesellschaft zum Zeitpunkt dieses Prospekts nicht vorhersehen. Sie kann auch keine Gewähr dafür übernehmen, dass und in welcher Höhe sie künftig überhaupt Dividenden zahlen wird.</p>
-----	-------------------	--

D – Risiken		
--------------------	--	--

		<p>Neben den anderen Informationen in diesem Prospekt sollten Anleger vor der Entscheidung über den Erwerb von Aktien der Gesellschaft die nachfolgend in diesem Prospekt beschriebenen Risiken sorgfältig lesen und bei ihrer Anlageentscheidung berücksichtigen. Der Eintritt eines der in diesen Risikofaktoren beschriebenen Ereignisse oder Umstände könnte allein oder zusammen mit weiteren Risiken und Unsicherheiten, die der Uniper Gruppe derzeit nicht bekannt sind oder die sie derzeit für unwesentlich hält, das Geschäft der Uniper Gruppe wesentlich nachteilig beeinflussen.</p> <p>Die gewählte Reihenfolge der unten genannten Risikofaktoren beinhaltet keinen Hinweis auf die Wahrscheinlichkeit, mit der die Risiken tatsächlich eintreten könnten und auch nicht darauf, in welcher Höhe sie sich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken könnten.</p> <p>Die Risikofaktoren beruhen auf Annahmen, die sich als unzutreffend erweisen könnten. Weiterhin könnten sich andere Risiken, Tatsachen oder Umstände, die der Gesellschaft gegenwärtig nicht bekannt sind oder die sie derzeit als unwesentlich erachtet, einzeln oder kumulativ als bedeutend herausstellen und diese könnten die Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe wesentlich nachteilig beeinflussen. Der Marktpreis der Aktien der Gesellschaft könnte bei Eintritt jedes dieser Risiken bzw. jeder dieser Tatsachen oder Umstände oder als Folge der in diesen Risikofaktoren beschriebenen Ereignisse oder Umstände fallen und Anleger könnten ihre Investition ganz oder teilweise verlieren.</p>
--	--	---

D.1	Zentrale Risiken, die dem Emittenten und seiner Branche eigen sind.	<ul style="list-style-type: none"> • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus einer negativen gesamtwirtschaftlichen Entwicklung und insbesondere aus einem damit einhergehenden Rückgang des Energiehandels, der Energienachfrage und/oder der Energiepreise sowie der Rohstoffpreise. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem weltweiten Bestreben zur Dekarbonisierung und dem damit verbundenen Rückgang der konventionellen Stromerzeugung. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung und der damit verbundenen Verdrängung konventioneller Kraftwerke im Wettbewerb. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umgestaltung des Energiemarkts, insbesondere in Europa. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Marktrisiken aus Veränderungen der Marktpreise und Margen für Strom und Primärenergieträger. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Marktrisiken hinsichtlich der Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Gas und Öl sowie von Biomasse. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Wechselkurs- und Zinsschwankungen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus ungewöhnlichen saisonalen Schwankungen bei der Nachfrage nach Strom und Gas. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich operative Risiken aus menschlichem Versagen, technischen Störungen bei betrieblichen Verfahren oder aus Betriebsunterbrechungen, insbesondere aufgrund des Bruchs von Staudämmen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich operative Risiken aus einem Nuklearunfall in einem oder mehreren der schwedischen Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der Uniper Gruppe. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Betrieb von Gasspeicheranlagen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich operative Risiken aus der Errichtung, Erweiterung, Sanierung, Nachrüstung oder Stilllegung von Anlagen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich operative Risiken aus geplanten Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich operative Risiken aus einem verstärkten Wettbewerb. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich finanzielle Risiken aus derivativen Finanzinstrumenten, die zu Absicherungszwecken und zum Eigenhandel eingesetzt werden. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich finanzielle Risiken aus Ausfällen von Kontrahenten.
-----	--	--

		<ul style="list-style-type: none"> • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich finanzielle Risiken aus weiteren Abschreibungen auf Vermögenswerte, trotz planmäßiger Abschreibungen und hoher außerplanmäßiger Wertminderungen in der Vergangenheit. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich regulatorische Risiken aus behördlichen Eingriffen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich regulatorische Risiken aus der Einführung und dem Inkrafttreten von neuen Bestimmungen zur Regulierung der Finanzmärkte und der Verschärfung sonstiger regulatorischer Vorschriften. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich regulatorische Risiken aus der Nichteinhaltung aufsichtsrechtlicher Vorschriften bzw. der Nichterfüllung regulatorischer Erfordernisse und aus der Verabschiedung neuer gesetzlicher Bestimmungen. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich finanzielle Risiken aus Ansprüchen nach dem Umwandlungsgesetz in Folge der Abspaltung (sog. Nachhaftung und Recht der Gläubiger auf Sicherheitsleistung). • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der Gesetzesinitiative der deutschen Bundesregierung zur Nachhaftung für Entsorgungskosten im Kernenergiebereich für die Risiken aus den deutschen Kernkraftaktivitäten des E.ON-Konzerns. • Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus den Einflussnahmemöglichkeiten der E.ON SE auf die Gesellschaft, die mit der (mittelbaren) Minderheitsbeteiligung von 46,65 % am Grundkapital nach der Abspaltung von der E.ON SE verbunden sind.
D.3	Zentrale Risiken, die den Wertpapieren eigen sind.	<ul style="list-style-type: none"> • Für Anleger ergeben sich finanzielle Risiken aus Aktienkursverlusten, die ihnen aus gegenwärtigen oder künftigen Verkäufen der Aktien der Gesellschaft entstehen könnten. • Für Anleger ergeben sich finanzielle Risiken aus dem Umstand, dass der kumulative Wert der Aktien der Gesellschaft und der Aktien der E.ON SE möglicherweise nicht den Wert der E.ON-Aktien vor der Abspaltung erreicht bzw. übersteigt.
E – Angebot		
E.1	Gesamtnettoerlöse und geschätzte Gesamtkosten der Emission/des Angebots, einschließlich der geschätzten Kosten, die dem Anleger vom Emittenten oder Anbieter in Rechnung gestellt werden.	<p>Weder die E.ON SE noch die Gesellschaft erzielen im Zusammenhang mit der Abspaltung einen Emissionserlös.</p> <p>Bezüglich des mit der Abspaltung verbundenen Aufwands ist zwischen externen Kosten und Steuern zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden zwischen dem Aufwand für die Vorbereitung der Abspaltung durch die Aufstellung und die Verselbständigung der Uniper Gruppe sowie dem Aufwand für die eigentliche Abspaltung und Börsennotierung der Gesellschaft.</p> <p>Die angefallenen externen Kosten der vorbereitenden Maßnahmen zur Verselbständigung der Uniper Gruppe beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf insgesamt rund € 120 Mio. Bis zum vollständigen Abschluss der Maßnahmen zur Trennung werden weitere externe Verselbständigungskosten von rund € 160 Mio. erwartet, sodass sich die externen Kosten der Verselbständigung</p>

		<p>der Uniper Gruppe in einer Größenordnung von rund € 280 Mio. bewegen werden. Die externen Kosten beinhalten u. a. die Teilung der IT-Systeme und -Anwendungen sowie den Aufbau der Energiebeschaffung und -vermarktung bei der E.ON SE. Die Kosten werden größtenteils von der E.ON SE getragen.</p> <p>Die externen Kosten der Abspaltung selbst und ihrer Durchführung, einschließlich der Kosten für die Börsenzulassung der Aktien der Gesellschaft werden im Wesentlichen im Geschäftsjahr 2016 anfallen. Bis zum Wirksamwerden der Abspaltung werden externe Kosten der Abspaltung und ihrer Durchführung in Höhe von insgesamt rund € 80 Mio. erwartet. Diese externen Kosten der Abspaltung betreffen im Wesentlichen Kosten für externe Beratung (insbesondere durch Investmentbanken und Rechtsberater), Prüfungskosten (Abschlussprüfer), sonstige Transaktionskosten einschließlich Beurkundungskosten, Kosten der Handelsregisteranmeldungen sowie Kosten für die Zulassung der Aktien der Gesellschaft zum Börsenhandel. Diese Kosten werden grundsätzlich von der E.ON SE getragen. Die mit der Zulassung der Aktien verbundenen Kosten belaufen sich auf bis zu rund € 45 Mio., die von der E.ON SE getragen werden. Dazu gehören auch die Gebühren für die Listing Agents (einschließlich ermessensabhängiger Gebühren) in Höhe von insgesamt bis zu rund € 20,5 Mio.</p> <p>Im Rahmen der vorbereitenden Maßnahmen zur Verselbständigung der Uniper Gruppe sind Steuern entstanden, die sich voraussichtlich auf insgesamt rund € 80 Mio. belaufen werden. Hierin enthalten sind Grunderwerbsteuern in Höhe von bis zu rund € 10 Mio., die zum Teil nach handelsrechtlichen Vorschriften zu aktivieren sind.</p> <p>Die durch die Abspaltung selbst und ihre Durchführung entstehenden Steuern werden sich voraussichtlich auf rund € 300 Mio. belaufen. In den € 300 Mio. enthalten sind Grunderwerbsteuern in Höhe von rund € 260 Mio., die voraussichtlich in den Jahren bis 2018 zahlbar und mit rund € 180 Mio. nach handelsrechtlichen Vorschriften zu aktivieren sind. Die Steuerkosten betragen somit rund € 120 Mio. Die mit der Beurkundung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags und seiner Durchführung entstehenden Verkehrssteuern, die nach dem Wirksamwerden der Abspaltung zahlbar werden, trägt die Gesellschaft. Im Übrigen trägt derjenige Rechtsträger, der nach Maßgabe des Steuergesetzes Steuerschuldner ist, die durch die Beurkundung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags und seine Durchführung entstehenden Steuern.</p>
E.2a	Gründe für das Angebot, Zweckbestimmung der Erlöse, geschätzte Nettoerlöse.	Entfällt. Ein Angebot von Wertpapieren ist nicht Gegenstand dieses Prospekts.
E.3	Beschreibung der Angebotskonditionen.	Entfällt. Ein Angebot von Wertpapieren ist nicht Gegenstand dieses Prospekts.
E.4	Beschreibung aller für die Emission/das Angebot wesentlichen, einschließlich kollidierender Interessen.	Im Zusammenhang mit der Abspaltung und der Börsenzulassung von Aktien der Gesellschaft stehen die Listing Agents in einem vertraglichen Verhältnis mit der Gesellschaft und der E.ON SE. Die Listing Agents beraten die Gesellschaft und die E.ON SE bei der Abspaltung. Zudem sind die Listing Agents beauftragt, als sog. <i>Designated Sponsors</i> für die Aktien der Gesellschaft zu handeln. Bei erfolgreicher Durchführung der Abspaltung erhalten die Listing Agents im freien Ermessen der E.ON SE eine Erfolgsprovision.

		<p>Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hat den derzeitigen Mitgliedern des Vorstands der Gesellschaft die Gewährung einer Sonderinzentivierung im Zusammenhang mit der Abspaltung zugesagt.</p> <p>Die E.ON SE hat ein Eigeninteresse an der Abspaltung, da sie der Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung dient. Die E.ON SE und die Gesellschaft erwarten im Zusammenhang mit der Abspaltung indirekte Vorteile.</p> <p>Zwei Mitglieder des Aufsichtsrats der Gesellschaft, Dr. Johannes Teysen und Michael Sen, sind zugleich Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Zusätzlich sind drei Mitglieder des Aufsichtsrats (Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker), die spätestens im ersten Halbjahr 2017 ihre Ämter niederlegen werden, Arbeitnehmer im E.ON-Konzern. Der gegenwärtige Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft, Dr. Bernhard Reutersberg, war bis zum 30. Juni 2016 Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Die Interessen der E.ON SE und der Gesellschaft sind nicht notwendig stets gleich gelagert, sodass durch die gleichzeitige oder in engem zeitlichem Zusammenhang stehende Ämterwahrnehmung in beiden Gesellschaften Interessenkonflikte oder potentielle Interessenkonflikte für diese Personen entstehen können.</p> <p>Die Listing Agents und die mit ihnen verbundenen Unternehmen unterhalten mit der Gesellschaft bereits Kreditbeziehungen und werden möglicherweise in Zukunft weitere Geschäftsbeziehungen mit der Uniper Gruppe und/oder mit dem E.ON-Konzern (einschließlich Kreditbeziehungen) unterhalten und/oder Dienstleistungen im Rahmen des gewöhnlichen Geschäftsbetriebs erbringen.</p>
E.5	<p>Name der Person/des Unternehmens, die/das das Wertpapier zum Verkauf anbietet.</p> <p>Lock-up-Vereinbarungen, beteiligte Parteien und Lock-up-Frist.</p>	<p>Entfällt. Ein Angebot von Wertpapieren ist nicht Gegenstand dieses Prospekts.</p> <p>In dem Zulassungsvertrag hat sich die E.ON SE verpflichtet, während des am 1. September 2016 beginnenden und 90 Tage nach dem ersten Handelstag der Aktien der Gesellschaft an der Frankfurter Wertpapierbörse endenden Zeitraums, vorbehaltlich bestimmter Ausnahmen, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung der Listing Agents (die nicht unangemessen verweigert werden darf) weder (1) Aktien der Gesellschaft anzubieten, zu verpfänden, zuzuteilen, zu verkaufen oder diesbezügliche Optionen zu verkaufen oder Verkaufsoptionen zu erwerben oder anderweitig Aktien der Gesellschaft mittelbar oder unmittelbar zu übertragen oder zu veräußern, noch (2) eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals der Gesellschaft vorzuschlagen, für einen solchen Vorschlag zu stimmen oder einen Vorschlag zur Ausgabe von Gesellschaftsanteilen, inklusive Optionsrechte auf Aktien der Gesellschaft, anderweitig zu unterstützen.</p> <p>In dem Zulassungsvertrag hat sich außerdem die Gesellschaft verpflichtet, während des am 1. September 2016 beginnenden und 90 Tage nach dem ersten Handelstag der Aktien der Gesellschaft an der Frankfurter Wertpapierbörse endenden Zeitraums, soweit rechtlich zulässig und vorbehaltlich bestimmter Ausnahmen, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung der Listing Agents weder (1) eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals der Gesellschaft aus genehmigtem Kapital anzukündigen oder durchzuführen, (2) der Hauptversammlung eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals</p>

		vorzuschlagen, (3) eine Ausgabe von Wertpapieren mit Wandlungs- oder Optionsrechten auf Aktien der Gesellschaft anzukündigen, zu bewirken oder einen Vorschlag zur Ausgabe unterzubringen, noch (4) Geschäfte wie in (1) bis (3) beschrieben abzuschließen oder eine sonstige derartige Handlung mit wirtschaftlich vergleichbarer Wirkung vorzunehmen.
E.6	Betrag und Prozentsatz der aus dem Angebot resultierenden unmittelbaren Verwässerung.	Entfällt. Ein Angebot von Wertpapieren ist nicht Gegenstand dieses Prospekts.
E.7	Schätzung der Ausgaben, die dem Anleger vom Emittenten oder Anbieter in Rechnung gestellt werden.	Entfällt. Anlegern werden keine Kosten der Gesellschaft oder der Listing Agents in Rechnung gestellt.

2 RISIKOFAKTOREN

Neben den anderen Informationen in diesem Wertpapierprospekt (der „**Prospekt**“) sollten Anleger vor der Entscheidung über den Erwerb von Aktien der Uniper SE (die „**Gesellschaft**“ oder „**Uniper SE**“ und, gemeinsam mit ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, die „**Uniper Gruppe**“) die nachfolgend beschriebenen Risiken sorgfältig lesen und bei ihrer Anlageentscheidung berücksichtigen. Diese Risiken werden in die folgenden Kategorien unterteilt: Risiken im Zusammenhang mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Risiken im Zusammenhang mit den Veränderungen der weltweiten Strom- und Gasmärkte und dem Geschäftsmodell, Marktrisiken für das Geschäft, operative Risiken für das Geschäft, finanzielle Risiken für das Geschäft, regulatorische Risiken für das Geschäft und rechtliche Risiken für das Geschäft. Es bestehen weitere Risiken, die mit der Abspaltung selbst sowie mit den Wertpapiermärkten und dem Eigentum an den Aktien im Zusammenhang stehen. Der Eintritt eines der in diesen Risikofaktoren beschriebenen Ereignisse oder sonstiger Umstände könnte allein oder zusammen mit weiteren Risiken und Unsicherheiten, die der Uniper Gruppe derzeit nicht bekannt sind oder die sie derzeit für unwesentlich hält, das Geschäft der Uniper Gruppe wesentlich nachteilig beeinflussen.

Die gewählte Reihenfolge der unten genannten Risikofaktoren beinhaltet keinen Hinweis auf die Wahrscheinlichkeit, mit der die Risiken tatsächlich eintreten könnten und auch nicht darauf, in welchem Maße sie sich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken könnten.

Die Risikofaktoren beruhen auf Annahmen, die sich als unzutreffend erweisen könnten. Weiterhin könnten sich andere Risiken, Tatsachen oder Umstände, die der Gesellschaft gegenwärtig nicht bekannt sind oder die sie derzeit als unwesentlich erachtet, einzeln oder kumulativ als bedeutend herausstellen und diese könnten die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe wesentlich nachteilig beeinflussen. Der Marktpreis der Aktien der Gesellschaft könnte bei Eintritt jedes dieser Risiken bzw. jeder dieser Tatsachen oder Umstände oder als Folge der in diesen Risikofaktoren beschriebenen Ereignisse oder Umstände fallen und die Anleger könnten ihre Investition ganz oder teilweise verlieren.

2.1 RISIKEN IM ZUSAMMENHANG MIT DER GESAMTWIRTSCHAFTLICHEN ENTWICKLUNG

Die Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe sind in vielerlei Hinsicht von der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung abhängig. Im Rahmen ihrer Handelsaktivitäten im Energiebereich handelt die Uniper Gruppe weltweit Rohstoffe und ist insoweit von der weltweiten Wirtschaftsentwicklung abhängig. Nach Angaben des Internationalen Währungsfonds („**IWF**“) ist mit einem moderaten globalen Wirtschaftswachstum von 3,2 % im Jahr 2016 sowie 3,5 % im Jahr 2017 zu rechnen. Diese Wachstumsraten liegen über dem für das Jahr 2015 verzeichneten Wert von 3,1 % (sämtliche in diesem Abschnitt 2.1 aufgeführten Daten sind der vom IWF veröffentlichten Weltwirtschaftsprognose „*World Economic Outlook*“ vom 16. April 2016, abrufbar unter: <http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/01/pdf/text.pdf>, entnommen).

Bei den entwickelten Volkswirtschaften geht der IWF von einem weiterhin moderaten Wachstum in der Größenordnung des Jahres 2015 (1,9 %) aus. Für 2016 wird ebenfalls ein Wert von 1,9 % prognostiziert, für 2017 wird ein Anstieg auf 2,0 % erwartet. Die Inlandsnachfrage wird durch die äußerst akkommodierende Geldpolitik und die niedrigeren Ölpreise unterstützt, jedoch wird die Erholung durch eine schwache Auslandsnachfrage, eine weitere Wechselkursaufwertung, insbesondere in den Vereinigten Staaten von Amerika (die „**USA**“), und etwas restriktivere Finanzbedingungen erschwert.

In den Schwellen- und Entwicklungsländern werden höhere Wachstumsraten erwartet. Nach einem Wachstum von 4 % im Jahr 2015 prognostiziert der IWF dort Wachstumsraten von 4,1 % im Jahr 2016 und 4,6 % im Jahr 2017. Der IWF stellt jedoch fest, dass der Ausblick im Ländervergleich weiterhin uneinheitlich und grundsätzlich schwächer als in den letzten beiden Jahrzehnten ist.

Trotz der verbesserten Wachstumsprognose bis zum Jahr 2017 warnt der IWF davor, dass das globale Wachstum aufgrund von Konjunkturrisiken entgleisen könnte. Hierzu zählen eine längere Phase der Wachstumsabschwächung und restriktivere Finanzbedingungen in den entwickelten Volkswirtschaften, zunehmende Belastungen in den Schwellenländern (z. B. zusätzliche Wechselkursabwertungen), ein schwieriger als erwartet verlaufender Neuausrichtungsprozess in China und eine Eskalation anhaltender geopolitischer Spannungen.

Die Uniper Gruppe verfügt über eine starke Präsenz in Deutschland, Großbritannien, Schweden, Frankreich und den Niederlanden sowie in Russland. Die Nachfrage nach Strom und Primärenergieträgern in diesen Märkten ist in besonderem Maße von der stromintensiven Industrie und im weiteren Sinne von den Wirtschafts- und Konjunkturzyklen in diesen Ländern abhängig.

Für Deutschland prognostiziert der IWF eine Wachstumsrate von 1,5 % im Jahr 2016 und 1,6 % im Jahr 2017, was lediglich eine leichte Verbesserung gegenüber der im Jahr 2015 verzeichneten Wachstumsrate von 1,5 % darstellt. Als wachstumsfördernd erweisen sich dabei der starke private Konsum und die öffentlichen Ausgaben, jedoch führt die gedämpfte weltweite Konjunktur zu rückläufigen Exporten und Investitionsaktivitäten. Für Schweden prognostiziert der IWF nach einem Wachstum von 4,1 % im Jahr 2015 ein weiterhin starkes Wachstum von 3,7 % im Jahr 2016 und von 2,8 % im Jahr 2017, gestützt durch eine expansive Geldpolitik, höhere Wohnungsbauinvestitionen und höhere öffentliche Ausgaben. Für Frankreich wird ein Konjunkturwachstum von 1,1 % im Jahr 2016 (welches dem des Jahres 2015 entspricht) und von 1,3 % im Jahr 2017 erwartet. In den Niederlanden werden die Wachstumsraten mit 1,8 % im Jahr 2016 und 1,9 % im Jahr 2017 voraussichtlich weiterhin dem Niveau von 2015 (1,9 %) ähneln. In Russland werden die Auswirkungen des Rückgangs der Ölpreise und struktureller Schwächen weiterhin durch die internationalen Sanktionen verstärkt. Entsprechend prognostiziert der IWF einen Wachstumsrückgang um -1,8 % im Jahr 2016, dem im Jahr 2017 ein positives Wachstum von 0,8 % folgen soll.

Am 23. Juni 2016 hat Großbritannien in einer Volksabstimmung für den Austritt aus der Europäischen Union („EU“) gestimmt. Großbritannien ist aufgrund dieses Ergebnisses nicht verpflichtet, aus der EU auszutreten und derzeit ist unklar, ob oder wann Großbritannien einen formalen Austrittsantrag bei der Europäischen Kommission („EU-Kommission“) stellen wird. Unabhängig vom letztendlichen Zeitpunkt oder den Bedingungen eines Austritts Großbritanniens aus der EU hat die Volksabstimmung zu erheblichen politischen, sozialen, finanziellen und makroökonomischen Unsicherheiten geführt, die es schwer machen, verlässliche Prognosen für die gesamtwirtschaftliche Entwicklung Großbritanniens abzugeben. Der mögliche Austritt Großbritanniens (oder eines anderen Landes) aus der EU, die eventuelle Abspaltung Schottlands, Wales oder Nordirlands von Großbritannien oder ein länger anhaltender Zeitraum einer diesbezüglichen Unsicherheit könnte eine erhebliche gesamtwirtschaftliche Verschlechterung, u. a. einen Rückgang der weltweiten Aktienkurse, eine erhöhte Volatilität an den Devisenmärkten (insbesondere eine weitere Schwächung des Britischen Pfunds und des Euros gegenüber anderer Leitwährungen), ein sinkendes Bruttoinlandsprodukt sowohl in Großbritannien als auch in der EU sowie eine weitere Herabstufung des Landesratings Großbritanniens durch mehrere internationale Ratingagenturen zur Folge haben. Zudem besteht das Risiko, dass diese Ereignisse Großbritannien und/oder die EU (einschließlich der Eurozone) in eine schwere wirtschaftliche Rezession stürzen könnten, welche die globalen Finanzmärkte weiter destabilisieren könnte.

Die Uniper Gruppe ist in erheblichem Umfang in Großbritannien geschäftlich aktiv und produziert und verkauft Strom und andere Dienstleistungen sowohl in Großbritannien als auch in den übrigen Mitgliedstaaten der EU. Daher könnte der Austritt Großbritanniens aus der EU die Uniper Gruppe auf unterschiedliche Art und Weise beeinflussen und sich in erheblicher Weise nachteilig auf das Geschäft in Großbritannien sowie das Gesamtgeschäft, die Aussichten, die finanzielle Situation und die Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

Sollte sich die weltweite Konjunktur zukünftig nachteilig entwickeln, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Nachfrage nach Energie und somit auch auf den Preis von Energie sowie auf das Angebot und die Nachfrage nach benötigten Rohstoffen für die Energieerzeugung haben. Dies könnte zu einem erheblichen Rückgang der Erzeugungs-, Handels- und/oder Absatzmengen sowie der Absatzpreise im Stromgeschäft sowie zu einem erheblichen Rückgang des Kohle- und Gasgeschäfts sowie des Geschäfts mit verflüssigtem Erdgas (*liquefied natural gas* – „LNG“) und damit zu einem Rückgang der Profitabilität dieser Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe führen. Eine Konjunkturabschwächung könnte auch die Zahlungsfähigkeit und Zahlungsbereitschaft der Vertragspartner der Uniper Gruppe beeinträchtigen und so zu Forderungsausfällen führen (siehe „2.5.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Ausfällen von Kontrahenten“).

Eine negative gesamtwirtschaftliche Entwicklung und insbesondere ein damit einhergehender Rückgang des Energiehandels, der Energienachfrage und/oder der Energiepreise sowie der Rohstoffpreise könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage haben.

2.2 RISIKEN IM ZUSAMMENHANG MIT DEN VERÄNDERUNGEN DER WELTWEITEN STROM- UND GASMÄRKTE UND DEM GESCHÄFTSMODELL DER UNIPER GRUPPE

2.2.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem weltweiten Bestreben zur Dekarbonisierung und dem damit verbundenen Rückgang der konventionellen Stromerzeugung.

Ein Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe liegt sowohl auf der konventionellen Stromerzeugung, als auch auf dem Handel an den weltweiten Energiemärkten. Die konventionelle Stromerzeugung ist in weiten Teilen mit der Emission von Treibhausgasen verbunden. Die G7-Staaten haben im Jahr 2015 beschlossen, dass bis zum Ende dieses Jahrhunderts die Dekarbonisierung der Weltwirtschaft weitgehend abgeschlossen sein soll. Unter Dekarbonisierung als zentralem Ziel der Energiewende versteht man die Umstellung der Energiewirtschaft hin zu einem niedrigen Ausstoß von Kohlenstoffdioxid („CO₂“). Auf der Weltklimakonferenz in Paris, Frankreich, Ende 2015 (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) haben sich die Teilnehmer auf das erste globale Klimaschutzabkommen geeinigt, das die sog. 2-Grad-Obergrenze, also die Begrenzung der globalen Erwärmung auf weniger als 2 Grad Celsius gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung, völkerrechtlich verbindlich verankert und dazu verpflichtet, in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese globale Klimaschutzpolitik, die zusätzlich das Bemühen der Staatengemeinschaft um eine Beschränkung des Temperaturanstiegs auf 1,5 Grad Celsius festschreibt, könnte auch die Entwicklung der weltweiten Strom- und Gasmärkte maßgeblich mitbestimmen und lässt noch ehrgeizigere nationale Klimaschutzvorgaben erwarten. Bis 2050 sollen nach den Vorgaben der Weltklimakonferenz in Paris die Treibhausgasemissionen weltweit im Vergleich zu 2010 bereits um 40–70 % reduziert werden. Dazu ist insbesondere ein Umstieg von fossilen Energieträgern auf Erneuerbare Energien erforderlich.

2014 beschloss der Europäische Rat eine neue Energiestrategie 2030 mit der Zielvorgabe einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber 1990 (Quelle: *Europäische Kommission*, <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2030-energy-strategy>). Deutschland, das bei der Einleitung und Umsetzung der Energiewende eine führende Rolle einnimmt, möchte die Zielvorgabe einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 40 % gegenüber 1990 bereits bis 2020 erreichen (Quelle: *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (Deutschland)*, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/leu-klimapolitik>). Auch die Energiepolitik in Großbritannien zielt konsequent auf eine Reduktion der Treibhausgasemissionen ab: Ziel ist eine Verringerung um 35 % bis zum Jahr 2020, um 50 % bis 2030 und schließlich um 80 % bis 2050, jeweils im Vergleich zu 1990 (Quelle: *Department of Energy and Climate Change (Großbritannien)*, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/268221/181213_2013_EMR_Delivery_Plan_FINAL.pdf). In Schweden soll nach dem nationalen Reformprogramm aus dem Jahr 2011 bis zum Jahr 2020 der Ausstoß von Treibhausgasen um 40 % verringert werden (Quelle: *Deutsch-Schwedische Handelskammer*: <http://old.handelskammer.se/del/news/energiewende-schweden-sieht-gruen>). Frankreich hat ebenfalls ein neues Gesetz verabschiedet, mit dem der Ausstoß von Treibhausgasen und die Abhängigkeit von der Kernenergie gesenkt werden sollen. Zudem soll der Anteil fossiler Energieträger, z. B. Erdöl, bis 2030 um 30 % gesenkt werden (Quelle: *Artikel 1 LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*). Frankreich plant, bis zum Jahr 2050 ein Niveau von lediglich einem Viertel der Emissionen von 1990 zu erreichen. Frankreich hat im Jahr 2014 eine CO₂-Steuer auf Kraftstoffe und Heiz-Brennstoffe eingeführt. Außerdem plant die französische Regierung die Einführung eines CO₂-Mindestpreismechanismus (*carbon floor mechanism*) im Jahr 2017. Sollte diese Maßnahme abschließend in Frankreich eingeführt werden, werden die Kohle- und Biomassekraftwerksaktivitäten der Uniper Gruppe in Frankreich negativ beeinträchtigt und es wird möglicherweise zur Stilllegung dieser Kraftwerke kommen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass auch die weiteren Kraftwerksaktivitäten (z. B. Gaskraftwerke) der Uniper Gruppe in Frankreich u. a. durch Streikmaßnahmen als Ergebnis der möglichen Stilllegung beeinträchtigt werden.

Nachdem ein Gericht in Den Haag im Juni 2015 die bisherigen Klimaschutzbemühungen in den Niederlanden als unrechtmäßig schwach eingestuft hat, arbeitet die Regierung der Niederlande derzeit an verschiedenen Maßnahmen, um die CO₂-Emission des Landes bis 2020 im Vergleich zum Stand von 1990 um 25 % zu reduzieren (Quelle: <http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RBDHA:2015:7145>). Als Teil dieses Maßnahmenpakets wird diskutiert, die fünf ältesten Kohlekraftwerke des Landes bis zum 1. Juli 2017 zu schließen und keine neuen Genehmigungen für den Bau von Kohlekraftwerken zu erteilen (Quelle: <https://www.rijksoverheid.nl/documenten/kamerstukken/2015/12/18/kamerbrief-over-het-uitfaseren-van-de-kolencentrales-in-nederland>).

In Russland gibt es bislang nur ein Richtziel zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 25 % im Vergleich zu den Emissionsmengen von 1990 (Quelle: *Offizielle Internetseite des Präsidenten Russlands*, <http://static.kremlin.ru/media/acts/files/0001201310010043.pdf>).

Sollte die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft mittels staatlicher Maßnahmen früher als von der Uniper Gruppe bisher angenommen umgesetzt werden und gelingt es der Uniper Gruppe nicht rechtzeitig oder nicht im ausreichenden Umfang ihre Geschäftstätigkeit vor dem Hintergrund dieser energiepolitischen Maßnahmen anzupassen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.2.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung und der damit verbundenen Verdrängung konventioneller Kraftwerke im Wettbewerb.

Die Dekarbonisierung erfordert einen Umstieg von der Stromerzeugung aus fossilen hin zu erneuerbaren Energieträgern. Deshalb besteht bei der konventionellen Stromerzeugung das Risiko einer Einbuße an Wettbewerbsfähigkeit gegenüber Erneuerbaren Energien und damit eines Verlusts von Marktanteilen bzw. das Risiko, dass diese langfristig sogar vollständig vom Markt verdrängt wird. Es besteht weiterhin das Risiko, dass die Nachfrage der Kunden nach Erneuerbaren Energien zu Lasten der konventionellen Energie zunimmt. Der Wechsel von konventionellen Brennstoffen zu Erneuerbaren Energien findet in vielen Staaten der Welt statt.

Die europäischen Mitgliedstaaten haben sich im Rahmen ihrer Energiestrategie 2030 darauf verständigt, einen Anteil an Erneuerbaren Energien von mindestens 27 % anzustreben.

In Deutschland soll die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2025 40–45 % und im Jahr 2035 55–60 % des Brutto-Stromverbrauchs decken. Es wird beabsichtigt, dass der Energiemix in Deutschland künftig von den Erneuerbaren Energien dominiert wird und der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Brutto-Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf mindestens 80 % steigt (Quelle: *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Deutschland)*, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/EI/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>). In Großbritannien sollen bis zum Jahr 2020 30 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien stammen (Quelle: *Department of Energy and Climate Change (Großbritannien)*, https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/268221/181213_2013_EMR_Delivery_Plan_FINAL.pdf). In Schweden soll nach dem nationalen Reformprogramm aus dem Jahr 2011 der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtversorgung bis zum Jahr 2020 auf 50 % gesteigert werden (Quelle: *Deutsch-Schwedische Handelskammer*: <http://old.handelskammer.se/de/news/energiewende-schweden-sieht-gruen>). In Frankreich soll bis zum Jahr 2030 die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien 32 % der Stromenergie in Frankreich ausmachen (Quelle: *Artikel 1 LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*). In Belgien soll der Anteil an Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf 13 % ansteigen (Quelle: *Europäische Kommission*, <http://ec.europa.eu/energy/nodel71>).

In Russland soll nach den energiepolitischen Plänen der russischen Regierung bis zum Jahr 2024 der Anteil Erneuerbarer Energien an der gesamten Energieerzeugung und dem gesamten Verbrauch auf dem russischen Energiemarkt auf 2,5 % steigen (Quelle: *Internationale Energieagentur*, www.iea.org/publications/freepublications/publication/Russia_2014.pdf).

Der stetige Ausbau und die staatliche Förderung der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien haben zunehmenden Einfluss auf den Strommarkt. Angesichts der begrenzten Speicherkapazität für Strom ergeben sich die Großhandelspreise grundsätzlich aus dem Verhältnis von Stromangebot und -nachfrage zu einem gegebenen Zeitpunkt. Ausgehend von einer bestimmten Nachfrage (sog. Last) wird der Strompreis anhand der höchsten kurzfristigen Grenzkosten desjenigen Kraftwerks ermittelt, das noch benötigt wird, um die Gesamtnachfrage nach Strom zu decken (*Market-Clearing-Preis*). Bei diesen Grenzkosten handelt es sich lediglich um variable Erzeugungskosten, zu denen die Beschaffungskosten für Rohstoffe, für CO₂-Emissionsrechte („**CO₂-Zertifikate**“) (dies beinhaltet auch CO₂-Steuern und CO₂-Mindestpreise) sowie variable Betriebskosten und ggf. auch Opportunitätskosten zählen. In der sich daraus ergebenden, sog. *Merit Order* sind die verfügbaren Kraftwerke auf Grundlage ihrer kurzfristigen Grenzkosten in aufsteigender Reihenfolge geordnet: Beginnend mit dem Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten werden weitere Kraftwerke solange eingesetzt, bis der Strombedarf gedeckt ist.

Bei Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wie z. B. Wind- und Solarenergie, liegen die variablen Erzeugungskosten nahezu bei null, da für die Energieerzeugung keine Brennstoffe benötigt werden. Folglich beginnt die Merit Order üblicherweise mit Erneuerbaren Energien, gefolgt von Kraftwerken mit hohem Investitionsaufwand, aber vergleichsweise niedrigen variablen Erzeugungskosten, z. B. Kern-, Wasser- oder Braunkohlekraftwerke. Steinkohle-, Gas- oder Ölkraftwerke sind üblicherweise im Mittelfeld bzw. am Ende der Merit Order angesiedelt. Hinsichtlich der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffpreise und technischen Parameter der Betreiber in den einzelnen Ländern bestehen große Unterschiede; folglich hat jedes Land eine charakteristische eigene Merit Order. In Deutschland regelt das Erneuerbare Energien Gesetz („**EEG**“), welches im Jahr 2000 in Kraft getreten ist und seither kontinuierlich weiterentwickelt wurde (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, Photovoltaik-Novelle, EEG 2014), sogar einen Einspeisungsvorrang von Erneuerbaren Energien gegenüber Energie aus konventioneller Erzeugung bei bestehenden Engpässen im Übertragungsnetz und sieht ebenfalls Mindestvergütungen für Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien vor.

Das kontinuierliche Wachstum der Erneuerbaren Energien führt zu einer Verdrängung der konventionellen Kraftwerke innerhalb der Merit Order. In Zeiten hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien werden bei entsprechender Nachfrage konventionelle Kraftwerke zur Deckung des Strombedarfs nicht mehr benötigt. Überdies sind die Grenzkosten des Grenzkraftwerks, das den Energiepreis bestimmt, niedriger, was zu einem niedrigeren Energiepreis führt. In Anbetracht der Zielvorgabe für Erneuerbare Energien in Europa kann damit gerechnet werden, dass der Einsatz konventioneller Energie dort zurückgehen wird.

Die Verschiebung des Energiemixes in Richtung einer Bevorzugung der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien führt zu einem Rückgang der Stromerzeugung aus fossilen Primärenergieträgern und zu einem Sinken der Strom-Großhandelspreise. Dies hat negative Auswirkungen auf den auf fossilen Energieträgern beruhenden Teil des Energiegeschäfts der Uniper Gruppe in Europa einschließlich des Gas- und Kohlehandelsgeschäfts, was sich wesentlich nachteilig auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken könnte.

2.3 MARKTRISIKEN FÜR DAS GESCHÄFT DER UNIPER GRUPPE

2.3.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umgestaltung des Energiemarkts, insbesondere in Europa.

Der globale Energiemarkt unterliegt einem starken Wandel. Sowohl nationale, als auch internationale Initiativen treiben eine Umgestaltung des Energiemarkts voran.

Im Rahmen einer Strategie für eine Energieunion in der EU hat die EU-Kommission Vorschläge zur Umgestaltung des europäischen Strommarkts, zur Aktualisierung der Energieverbrauchskennzeichnung und zur Überprüfung des Emissionshandelssystems vorgelegt. Die Initiative für eine Neugestaltung des europäischen Strommarkts soll die Funktionsfähigkeit des Binnenmarkts für Strom u. a. durch Abschaffung regulierter Preise, Förderung von Grundagentechnologien wie intelligente Stromnetze, moderne Verbrauchsmessungssysteme und Speichersysteme sowie effiziente Nutzung der Netzkapazitäten verbessern. Die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zu Kapazitätsmechanismen der EU-Kommission in ausgewählten Mitgliedstaaten werden in den geänderten europäischen Rechtsrahmen einfließen, ebenso wie die Vorschläge zum künftigen Energiemarkt und zur Risikovorsorge im Hinblick auf die Sicherheit der Elektrizitätsversorgung („**Sommerpaket**“) aus dem Jahr 2015.

Durch die Entwicklung der europäischen Netzkodizes im Gas- und Strombereich sowie ihre nationale Umsetzung könnten auch Risiken für die vorhandenen Erzeugungsanlagen und Handelsaktivitäten der Uniper auf Grundlage der geänderten Marktbedingungen entstehen. Dies könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten bzw. Kapazitätsmechanismen.

In der EU kann bei staatlichen Maßnahmen der Trend beobachtet werden, dass der Energiemarkt durch Vergütungsmechanismen für Kapazitäten oder strategische Reserven ergänzt wird. Entsprechende Mechanismen wurden insbesondere in Großbritannien und Spanien eingeführt, in Frankreich und Italien liegen politische Beschlüsse zur Einführung von Kapazitätsmärkten vor und in

Belgien findet eine entsprechende Diskussion statt. In Abhängigkeit von der genauen Umsetzung könnten Vergütungsmechanismen für Kapazitäten oder strategische Reserven für die Uniper Gruppe eine wichtige Rolle spielen.

In Großbritannien fand die erste Kapazitätsauktion für das Lieferjahr 2018/19 im Dezember 2014 statt, die zweite folgte im Dezember 2015. Im Frühjahr 2016 wurde die Einführung einer frühen Kapazitätsauktion für das Lieferjahr 2017/18, die die vorübergehende ergänzende Ausgleichsreserve (eine Art strategischer Reserve) ersetzen soll, bekannt gegeben. In Deutschland soll nach dem Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts (Strommarktgesetz) und einer Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung) kein eigenständiger Kapazitätsmarkt eingeführt werden, auf dem ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) gehandelt und explizit vergütet würde. Stattdessen soll eine sog. Kapazitätsreserve im Umfang von ca. zwei Gigawatt („GW“) bis max. 5 % der deutschen Jahreshöchstlast ausgeschrieben werden. Darin kommen Reservekraftwerke nur dann zum Einsatz, wenn am regulären Strommarkt kurzfristige Bedarfslücken auftreten, die trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt und Einsatz von Regelenergie nicht gedeckt werden können. Diese Reservekraftwerke dürfen nicht am regulären Strommarkt teilnehmen und müssen nach Teilnahme an der Kapazitätsreserve stillgelegt werden.

Darüber hinaus sollen Händler und Lieferanten für Ungleichgewichte zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Verbrauch in höherem Maße zur Verantwortung gezogen werden (Ausgleichspflicht), indem die Leistungsfähigkeit des bestehenden Regelleistungsmarkts überprüft und Vorschläge für mögliche weitere Maßnahmen im Hinblick auf eine höhere Ausgleichspflicht eingebracht werden. Nach der Aufhebung der Entscheidungen der Bundesnetzagentur („BNetzA“) zur Kostenerstattung für Maßnahmen zur kurzfristigen Änderung des Kraftwerkseinsatzes zur Vermeidung von Netzengpässen auf Veranlassung der Übertragungsnetzbetreiber (sog. *Redispatch-Maßnahmen*) führt das Strommarktgesetz auch neue Regelungen ein, wie diese Eingriffe durch Netzbetreiber vergütet werden. Risiken ergeben sich aus möglicherweise unzureichenden Vergütungsregeln, einer Regelung für die Interimszeiträume und Vertragsänderungen, die infolge der Aufhebung der Entscheidungen der BNetzA erforderlich sind. Diese Reformen können Auswirkungen auf die Aktivitäten der Uniper Gruppe im Erzeugungsbereich haben.

In Schweden wird für die Beschaffung der strategischen Reserve jedes Jahr ein Ausschreibungsverfahren (gemäß den Vorschriften über die öffentliche Auftragsvergabe) durchgeführt, um in der Winterzeit die Spitzenlast decken zu können. Der Kapazitätsmechanismus sollte ursprünglich im Jahr 2020 auslaufen und wurde nunmehr vom schwedischen Parlament bis in das Jahr 2025 verlängert. In Frankreich sind alle Stromversorger verpflichtet, in einem bestimmten Umfang Kapazitätsgarantien vorzuhalten, die jährlich auf Grundlage der Verbrauchsspitzen ihrer Kunden berechnet werden. In Russland wurde der Kapazitätsmarkt bereits im Jahr 2011 eingeführt; dabei ging es weniger darum, strategische Reserven zu schaffen, als vielmehr langfristige Anreize für die Entwicklung des Markts für thermische Erzeugung zu setzen.

Es ergeben sich für die Uniper Gruppe Risiken bzgl. der Einführung und/oder Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Insbesondere bei einer Fokussierung auf spezifische Technologien, wie beispielsweise auf Braunkohlekraftwerke im Rahmen der Kapazitätsreserve in Deutschland, könnte die Uniper Gruppe einen Nachteil dadurch erleiden, dass wenige ihrer Anlagen als Kapazitätsreserven Berücksichtigung finden. Falls Kraftwerke im Rahmen einer Reserve (z. B. der Netzreserve in Deutschland) betrieben werden müssen, könnten außerdem Risiken entstehen, falls die regulierte Vergütung die Kosten nicht vollständig deckt. Darüber hinaus setzt eine Teilnahme an Kapazitätsmärkten bzw. an der Kapazitätsreserve voraus, dass die Uniper Gruppe erfolgreiche Gebote entsprechend den jeweiligen Ausschreibungsbedingungen abgibt und den Zuschlag erhält. Ein verstärkter Wettbewerb bei diesen Auktionsverfahren könnte dazu führen, dass die Uniper Gruppe den Zuschlag zur Teilnahme am Kapazitätsmarkt bzw. der Kapazitätsreserve nicht oder nur zu Konditionen erhält, die sich als nicht kostendeckend erweisen bzw. nicht die erwartete Rendite ermöglichen. Die zukünftige Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte bzw. der Kapazitätsreserve könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit technologischen Veränderungen im Bereich der Energiewirtschaft.

Der Energiemarkt unterliegt sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Nachfrageseite weitreichenden technologischen Veränderungen. Bei der Energieerzeugung sind z. B. die Entwicklung

von Stromspeichern (Batteriespeicher im Megawattbereich) oder Anlagen zur Zwischenspeicherung von Strom durch Umwandlung in Gas (sog. *Power-to-Gas-Technologie*), die Erhöhung des Energieangebots durch neue technologische Anwendungen wie z. B. Fracking oder die Digitalisierung bei der Vernetzung von Erzeugung und Vertrieb zu nennen.

Neue Technologien zur Steigerung der Energieeffizienz und Verbesserung der Wärmedämmung, zur direkten Stromerzeugung beim Verbraucher oder mittels derer eine verbesserte Wiedereinspeisung möglich ist (etwa durch Einsatz von Stromspeichern für Erneuerbare Energien) können auf der Nachfrageseite ebenfalls zu strukturellen Marktveränderungen etwa zugunsten CO₂-armer oder CO₂-freier Energieträger bzw. zu einer dezentraleren Stromerzeugung, z. B. innerhalb oder in der Nähe von Wohngebieten und Industrieanlagen mittels Kleinkraftwerken, führen.

Sollte es der Uniper Gruppe nicht gelingen, auf Veränderungen durch neue technologische Entwicklungen und damit einhergehende strukturelle Marktveränderungen zu reagieren, könnte dies zu einem Verlust von Kunden, einem Rückgang der Absatzmengen und/oder der erzielbaren Preise und realisierbaren Margen führen. Dies könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus steigenden Kosten für Emissionszertifikate.

In einem Großteil der Kraftwerke der Uniper Gruppe wird Energie aus fossilen Brennstoffen erzeugt. Damit ist die Uniper Gruppe insbesondere bei der Stromerzeugung Risiken im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionsrechtssystem (*European Union Emissions Trading System*, „EU ETS“) ausgesetzt. Das EU ETS ist ein sog. System für Obergrenzen und Handel (*Cap and Trade-System*) und ein wichtiges Werkzeug der EU bei ihren Bemühungen zur Erreichung von Emissionsminderungszielen. Mit ihm wird eine Obergrenze für das Gesamtvolumen der Treibhausgasemissionen von Produktionsanlagen und Fluggesellschaften festgelegt, die für ca. 50 % des EU-weiten Treibhausgasausstoßes verantwortlich sind. Das System ermöglicht den Handel mit Emissionsberechtigungen, sodass die Gesamtemissionen der Produktionsanlagen unterhalb der Obergrenze verbleiben und die kostengünstigsten Maßnahmen zur Senkung der Emissionen ergriffen werden können. Der Handelsansatz hilft dabei, die Klimaveränderung in kosteneffizienter und wirtschaftlicher Weise zu bekämpfen. Das EU ETS deckt über 11.000 Energieerzeugungs- und Produktionsanlagen in 31 Ländern sowie Flüge zwischen den Flughäfen der teilnehmenden Länder ab. Das System wurde erstmalig im Jahr 2005 eingeführt und seitdem mehrmals verändert. Die Implementierung des Systems wurde in verschiedene Handelsperioden unterteilt, die als Phasen bezeichnet werden. Die aktuelle Phase des EU ETS begann im Jahr 2013 und wird bis 2020 andauern.

Durch die EU ETS-Rechtsnormen wurden sog. EU-Berechtigungen (*EU-Allowances*, „EUA“) geschaffen, bei denen es sich im Wesentlichen um Rechte zur Emission von Treibhausgasen, die dem Treibhauspotential einer Tonne CO₂-Äquivalent entsprechen, handelt. Die Anzahl der innerhalb des Gesamtsystems verfügbaren Berechtigungen richtet sich nach der Höhe der Obergrenze. Die Obergrenze ist so konzipiert, dass sie ab 2013 sinkt und die Anzahl der Berechtigungen, die den unter das EU ETS fallenden Unternehmen zur Verfügung stehen, jährlich um 1,74 % verringert wird. Hierdurch wird es den Unternehmen ermöglicht, sich schrittweise an die zunehmend strengeren Emissionsminderungsvorgaben anzupassen. Jedes Jahr wird ein Teil der Berechtigungen bestimmten Teilnehmern kostenfrei zugeteilt (beispielsweise in Sektoren, in denen von einem potentiellen Risiko ausgegangen wird, dass die Produktion (und Verschmutzung) in Länder mit weniger ehrgeizigen Emissionsminderungsmaßnahmen verlagert wird), der Rest hingegen wird, überwiegend im Rahmen von Auktionen, verkauft. Am Ende eines Jahres müssen die Teilnehmer für jede im Laufe des Jahres ausgestoßene Tonne CO₂ eine Berechtigung zurückgeben. Verfügt ein Teilnehmer nicht über ausreichende Berechtigungen, muss er entweder Maßnahmen zur Verringerung seiner Emissionen ergreifen oder zusätzliche Berechtigungen am Markt kaufen. Teilnehmer können Berechtigungen in Auktionen oder voneinander kaufen.

Die Zuteilung von Berechtigungen erfolgt entweder durch kostenfreie Zuteilung, in deren Rahmen Produktionsanlagen Berechtigungen kostenfrei erhalten, oder über eine Versteigerung von Berechtigungen. 5 % der Gesamtmenge der Berechtigungen werden für die kostenfreie Zuteilung an neue Teilnehmer reserviert. In der Anfangszeit des EU ETS wurden die meisten Berechtigungen kostenfrei an die Teilnehmer – einschließlich der Uniper Gruppe – ausgegeben. In Phase 3 ist die Auktion das Standardverfahren für die Zuteilung, wobei auch weiterhin kostenfreie Zuteilungen

überwiegend an die Industrie ausgegeben werden. Die Stromerzeugungsbranche unterliegt seit dem Jahr 2013 grundsätzlich zu 100 % dem Auktionsverfahren. Die einzige Ausnahme bildet die kostenfreie Zuteilung für die Modernisierung des Stromsektors in bestimmten Mitgliedstaaten.

Derzeit wird in den Institutionen der EU der rechtliche Rahmen für das EU ETS in der im Jahr 2021 beginnenden Phase 4 erörtert. Die EU-Kommission hat u. a. vorgeschlagen, dass Phase 4 bis 2030 andauern soll und dass die Gesamtzahl der Berechtigungen, die den unter das EU ETS fallenden Unternehmen zu Verfügung stehen, jährlich um 2,2 % verringert werden soll. Endgültige Entscheidungen der EU-Institutionen werden im Jahr 2017 erwartet. Darüber hinaus hat die EU bereits die Einführung einer Marktstabilitätsreserve („MSR“) auf europäischer Ebene ab dem 1. Januar 2019 beschlossen. Die MSR soll dabei helfen, die Anzahl der verfügbaren Berechtigungen auf Grundlage der tatsächlichen Emissionen anzupassen. Im Fall eines Überangebots werden Berechtigungen auf die MSR übertragen, wodurch die Anzahl der auf dem Markt versteigerten Berechtigungen sinkt; im Fall eines zu geringen Angebots wird umgekehrt verfahren.

EUA werden an Warenbörsen gehandelt, insbesondere an der Intercontinental Exchange („ICE“) und an der European Energy Exchange („EEX“). Steigende Preise der EUA infolge einer gestiegenen Nachfrage nach Emissionsberechtigungen oder von Änderungen bei den Zuteilungsregeln und nationalen Emissionsbudgets sowie der mit dem Emissionshandel einhergehende bürokratische Aufwand könnten sowohl die Erzeugungskosten der fossilen Kraftwerke – nicht der Wasser- und Kernkraftwerke – als auch die Kosten für die am Markt zu beschaffenden Mengen an CO₂-Zertifikaten oder Rohstoffen erhöhen. Dies könnte sich aufgrund des damit verbundenen Anstiegs der variablen Kosten nachteilig auf die Positionierung der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe innerhalb der Merit Order auswirken. Zusätzlich könnte sich dies nachteilig auf geplante oder bereits getroffene Investitionsentscheidungen in Bezug auf Kraftwerksmodernisierungen oder -neubauten im fossilen Erzeugungsbereich auswirken, wenn diese Investitionen in Folge der Kostensteigerungen ökonomisch nicht mehr sinnvoll sein sollten.

Sollten sich die Erzeugungskosten für Strom oder Beschaffungskosten für Rohstoffe der Uniper Gruppe durch die Kosten des Emissionshandels erhöhen, könnte sich dies wesentlich nachteilig auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

2.3.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Veränderungen der Marktpreise und Margen für Strom und Primärenergieträger.

Die Uniper Gruppe ist in allen ihren Segmenten in einem erheblichen Umfang Preisrisiken ausgesetzt. Die zu erzielenden Margen sind insbesondere von den Marktpreisen für Strom, den Marktpreisen der in den Kraftwerken der Uniper Gruppe verwendeten Brennstoffe (vor allem Gas und Kohle) sowie den Preisen von CO₂-Zertifikaten (siehe „2.3.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus steigenden Kosten für Emissionszertifikate.“) abhängig. Die jeweiligen Preise können insbesondere durch äußere Faktoren beeinflusst werden, auf die die Uniper Gruppe keinen Einfluss hat, wie beispielsweise weltweite oder regionale Konjunkturschwankungen, handels- und energiepolitische Maßnahmen staatlicher oder überstaatlicher Institutionen sowie saisonale Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage oder das Auftreten neuer Anbieter. Die Strompreise sind in den vergangenen Jahren erheblich gefallen; der Großhandelspreis in Deutschland für das auf das jeweilige Geschäftsjahr folgende Lieferjahr (sog. Frontjahr) ist von 45,3 €/Megawattstunde („MWh“) Anfang des Jahres 2013 um 41 % auf 26,6 €/MWh am Ende des Jahres 2015 gesunken. Im ersten Quartal 2016 betrug der Großhandelspreis in Deutschland für Strom für das Frontjahr im Durchschnitt 22,6 €/MWh. Grundsätzlich ergibt sich der Strompreis an den verschiedenen Energie- und/oder Warenbörsen aus dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Aufgrund der weiteren Zunahme der Erzeugungskapazitäten bei den Erneuerbaren Energien kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Strompreise in der Zukunft sogar noch weiter fallen werden. Sinkende Strompreise sowie sinkende bzw. steigende Rohstoffpreise könnten sich wesentlich nachteilig auf die Rentabilität des Geschäfts der Uniper Gruppe auswirken.

Die Preise für Primärenergieträger (z. B. Kohle, Gas oder Öl) unterlagen in der Vergangenheit erheblichen Schwankungen und sind insbesondere seit Januar 2013 deutlich gesunken. Der Preis für Erdgas ist durch eine erhöhte Produktion von Schiefergas in den USA und anderen Ländern bereits erheblich gefallen. Dies hat über den weltweiten Handel mit LNG auch Auswirkungen auf die europäischen Gasmärkte. Zudem werden die Förderanlagen immer effizienter, d. h. auch neue Anlagen können trotz historisch niedriger Rohstoffpreise aus Produzentensicht rentabel betrieben werden, was den Preisdruck weiter verschärft. Auch die Preise für Kohle sind seit 2013 erheblich

gefallen. Weiterhin haben gerade in jüngerer Vergangenheit politische Entwicklungen, wie etwa das Atomabkommen mit dem Iran und die damit verbundene Aufhebung des gegen den Iran bestehenden Handelsembargos in Teilen der Welt, zu einem Absinken des Ölpreises aufgrund erwarteter höherer Liefermengen auf dem Weltmarkt geführt. Dabei wirkt sich der Ölpreis als Leitnotierung mittel- und langfristig auch auf die Preise für energiebezogene Rohstoffe insgesamt aus. Die Preise für Primärenergieträger sowie für Strom könnten auch in den kommenden Jahren weiter sinken.

Die Uniper Gruppe ist im Rahmen ihrer operativen Geschäftstätigkeit darum bemüht, sich gegen bestehende Preisänderungsrisiken in Bezug auf Strom und fossile Primärenergieträger im Wesentlichen durch Sicherungsgeschäfte (sowohl börsliche als auch außerbörsliche) abzusichern. In diesem Zusammenhang besteht das Risiko, dass es der Uniper Gruppe durch diese Absicherungsmaßnahmen nicht gelingt, sich umfassend gegen die nachteiligen Folgen einer Veränderung der Strom- und Rohstoffpreise abzusichern. Darüber hinaus enthalten derivative Finanzinstrumente auch ein Kontrahentenausfallrisiko, welches insbesondere auf Portfoliobasis berücksichtigt werden muss. Sollten eingesetzte derivative Finanzinstrumente sich als nicht ausreichend zur Absicherung von Marktpreis-, Kurs-, Devisen- und Zinsrisiken erweisen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

Preisrisiken bestehen im besonderen Maße bei langfristigen Erdgas- und LNG-Bezugsverträgen der Uniper Gruppe. Sollte die Methodik der Preisbildung unter den langfristigen Bezugsverträgen nicht mehr die auf der Absatzseite erzielbaren Erlöse widerspiegeln, besteht das Risiko, dass die Marge zwischen Bezugskosten und Vertriebslösen abnimmt oder solche Geschäfte für die Uniper Gruppe sogar defizitär werden. Ein solches Auseinanderfallen der Preise existiert u. a. im deutschen Gasmarkt. Während ursprünglich die Preise sowohl in den langfristigen Gasbezugsverträgen als auch in den Absatzverträgen, an die Ölpreise gekoppelt waren, wird der Gaspreis aufgrund der Liberalisierung des deutschen Gasmarkts und des Entstehens von Handelspunkten heute in erster Linie durch Angebot und Nachfrage bestimmt. Diese Preissignale stellen nunmehr den Maßstab für die im Vertrieb und Handel erzielbaren Preise dar. Während es der Uniper Gruppe gelungen ist, mit fast allen ihrer Gaslieferanten Vereinbarungen zur Anpassung der Preise der entsprechenden langfristigen Gasbezugsverträge an diese neue Preismethodik zu erzielen, sind die Verhandlungen über solche Anpassungen für einen geringeren Teil des Bezugsportfolios noch nicht abgeschlossen. In diesem Fall führt ein wesentlicher Anstieg der Ölpreise im Verhältnis zu den deutschen Gaspreisen zu einer Verringerung der Marge und damit zu einem Verlustrisiko. Ähnliche Risiken ergeben sich bei langfristigen LNG-Bezugsverträgen der Uniper Gruppe, deren Preise an andere Indizes gekoppelt sind als die Preise in den möglichen Zieldestinationen. Falls sich die Erwartung der Uniper Gruppe, dass die Verkaufserlöse die angefallenen Kosten, insbesondere für die Verflüssigung, den Transport und die Regasifizierung übersteigen, nicht erfüllt, könnten diese Transaktionen zu sinkenden Margen oder ggf. zu Verlusten führen. Sofern es der Uniper Gruppe nicht gelingen sollte, vorübergehende oder dauerhafte Preisanstiege mittels Energiepreiserhöhungen ohne Verzögerungen an ihre Kunden weiterzugeben, könnte der Eintritt eines der vorgenannten Risiken wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

Das Gasspeichergeschäft kann nur dann wirtschaftlich betrieben werden, wenn die bei der vereinbarten Zugangsgewährung erzielten Speicherentgelte die mit dem Betrieb der Gasspeicher verbundenen Kosten übersteigen. Diese Speicherentgelte wiederum werden wesentlich durch die von den Speicherkunden mit der Speicherung von Gas erzielbaren Margen auf Kundenseite beeinflusst. Ein Teil dieser Margen wird unter Ausnutzung der saisonalen Unterschiede der Gaspreise generiert: das im Sommer preisgünstigere Gas wird eingespeichert, um dann im Winter ausgespeichert und zu einem höheren Preis veräußert zu werden. In den letzten Jahren ist der Unterschied zwischen den Gaspreisen im Winter und Sommer (sog. *Sommer-/Winter-Spread*) u. a. durch klimatische Veränderungen im Zusammenhang mit dem Klimawandel erheblich zurückgegangen. Zudem hat der Wettbewerb auf dem Gasspeicher- und Gasflexibilitätsmarkt weiter zugenommen. Für die Speicherbetreiber existiert infolgedessen ein Marktpreisrisiko und ein damit eng verbundenes Auslastungsrisiko, die dazu führen können, dass die Speicherbetreiber ihre Gasspeicher möglicherweise nicht in einem Umfang zu entsprechenden Speicherentgelten vermarkten können, der erforderlich ist, um die angestrebten Renditen zu erwirtschaften oder die mit dem Betrieb verbundenen Kosten durch die Einnahmen zu decken.

Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich aufgrund von Marktstandards, konjunkturellen und technischen Entwicklungen sowie politischen Entscheidungen Volumenrisiken.

Die Uniper Gruppe ist dem Risiko ausgesetzt, dass die tatsächlich abgesetzten Strom- und Rohstoffmengen hinter den prognostizierten Mengen zurückbleiben. Insgesamt ist auf den Märkten für Strom und Rohstoffe, wie in der Vergangenheit, auch in der Zukunft mit einer hohen Volatilität der Absatzmengen zu rechnen, die neben meteorologischen Einflüssen u. a. durch die gesamtwirtschaftliche und konjunkturelle Entwicklung, politische Entscheidungen sowie technische Aspekte beeinflusst wird.

Verschärft wird dieses Risiko dadurch, dass Strom- und Gaskunden der Uniper Gruppe überwiegend keine Vertragspflicht haben, die von der Uniper Gruppe prognostizierten Verbrauchsmengen in vollem Umfang abzunehmen. Das großvolumige Geschäft mit Geschäftskunden ist von einer hohen Wechselbereitschaft der Kunden geprägt und die Uniper Gruppe ist damit dem Risiko ausgesetzt, die eingeplanten Mengen nicht abzusetzen und die mit dem Absatz verbundenen Margen nicht realisieren zu können. Umgekehrt ist die Uniper Gruppe dem Risiko ausgesetzt, dass die von ihren Kunden tatsächlich nachgefragten Strom- und Gasmengen die prognostizierten Verbrauchsmengen übersteigen und es der Uniper Gruppe in einem solchen Fall möglicherweise nicht gelingt, die erforderlichen zusätzlichen Strom- oder Gasmengen zu kostendeckenden Konditionen selbst zu produzieren oder im Markt zu beschaffen. Insbesondere nach den Regelungen zu Kapazitätsmechanismen in Russland, Brasilien und Großbritannien hängen die Absatzmengen für die von der Uniper Gruppe betriebenen Kraftwerke darüber hinaus von regulatorischen Rahmenbedingungen und Entscheidungen ab, da der Absatz einer starken staatlichen Regulierung unterliegt. Die Uniper Gruppe ist insoweit auch dem Risiko ausgesetzt, dass sich die staatlich festgelegten Volumen und Konditionen zu ihrem Nachteil verändern.

Absatz- und Prognoserisiken entstehen zusätzlich dadurch, dass die Uniper Gruppe Pipeline-Gas überwiegend auf der Basis von mit Gasproduzenten geschlossenen langfristigen Verträgen beschafft, die in der Regel Abnahmeverpflichtungen für einen bestimmten Prozentsatz des Vertragsvolumens und eine Mindestmenge enthalten. Die Uniper Gruppe hat zusätzlich einen Beschaffungsvertrag mit 20-jähriger Laufzeit über ca. 800.000 Tonnen LNG pro Jahr, welche in den USA gefördert werden und bislang noch nicht vollständig an Dritte weiterverkauft wurden, abgeschlossen. Zum anderen hat die Uniper Gruppe neben langfristigen Speicher- und Transportkapazitäten auch langfristige Kapazitäten zur Regasifizierung von LNG-Terminals in Rotterdam, Niederlande und Grain, Großbritannien, gebucht und Kapazitäten für die Verflüssigung von Erdgas zu LNG in dem derzeit im Bau befindlichen Terminal in Freeport, USA, reserviert. Darüber hinaus hält die Uniper Gruppe eine Beteiligung an der Offshore LNG Toscana S.p.A., die einen Regasifizierungs-Terminal für LNG auf See vor der toskanischen Küste bei Livorno, Italien, betreibt. Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe an der Entwicklung der Verflüssigungsanlage Goldboro LNG im kanadischen Nova Scotia beteiligt. Die Veränderung der Nachfrage oder des Angebots von Erdgas oder LNG, entweder regional oder weltweit, und die daraus resultierende Veränderung der Erdgas- oder LNG-Preise, sowie eine Änderung der staatlichen Regulierungen könnten dazu führen, dass die Regasifizierungskapazitäten trotz bestehender Zahlungspflicht nicht wie geplant ausgelastet werden können. Für das Regasifizierungs-Terminal in Italien wird nach der dortigen Regelung ein sog. Garantiefaktor gewährt, der für einen bestimmten Zeitraum Mindestlöse bis zu einem bestimmten prozentualen Anteil an der Gesamtkapazität garantiert. Entwickelt sich der Garantiefaktor nicht wie erwartet oder wird er nicht wie erwartet von der Regulierungsbehörde angewandt, kann dies dazu führen, dass eine Unterauslastung der Regasifizierungskapazitäten nicht kompensiert werden kann.

Im Zusammenhang mit der Abweichung des prognostizierten Verbrauchs von Strom und Gas von der tatsächlichen Verbrauchsmenge ist die Uniper Gruppe einem sog. Ausgleichsenergieisiko ausgesetzt. Ausgleichsenergie ist bei einem Bilanzkreis immer dann erforderlich, wenn dieser aufgrund von Abweichungen der Prognose von der tatsächlichen Verbrauchsmenge für die gesamte Regelzone (Strom) bzw. das gesamte Marktgebiet (Gas) durch Regelleistung ausgeglichen wird. Sinkt die Prognosegüte, beispielsweise durch eine stark volatile Erzeugung aus Erneuerbaren Energien oder einen volatilen Stromverbrauch bzw. wird die Prognose fehlerhaft erstellt, erhöhen sich die Kosten für Ausgleichsenergie bzw. für die Strukturierung der Belieferung der Kunden entsprechend ihrem Bedarf, was die Kostenstruktur der Uniper Gruppe nachhaltig belasten und zu einer Margenreduzierung führen könnte.

Der prognostizierte Verbrauch von Strom und Gas sowie weiteren Primärenergieträgern hat zudem auch Einfluss auf das Volumen der von der Uniper Gruppe abgeschlossenen Absicherungsgeschäfte („**Hedging-Geschäfte**“). Durch eine Änderung des Verbrauchs und damit der Strom- und Gaspreise könnten sich die von der Uniper Gruppe abgeschlossenen Hedging-Geschäfte entweder als unzureichend oder überkompensierend herausstellen.

Sollten die von der Uniper Gruppe prognostizierten Verbrauchsmengen von den tatsächlich nachgefragten Verbrauchsmengen abweichen, könnte dies, insbesondere bei langfristigen Energielieferungsverträgen, bei der Uniper Gruppe zu sinkenden Margen bzw. ggf. sogar zu Verlusten führen und wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken hinsichtlich der Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Gas und Öl sowie von Biomasse.

Die Uniper Gruppe ist als Stromerzeuger und Rohstoffhändler auf die kontinuierliche Verfügbarkeit von fossilen Brennstoffen, vor allem Kohle, Gas und Öl, in hinreichenden Mengen und zu angemessenen Preisen angewiesen. Dieser Bedarf wäre in der Zukunft schwerer zu decken, wenn sich das weltweite Angebot oder die erforderliche Transportinfrastruktur verknappen sollte, z. B. aufgrund politischer Instabilitäten in den Förderländern oder der geostrategischen Instrumentalisierung von Rohstoffvorkommen.

Die Uniper Gruppe bezieht Gas zum Großteil auf der Basis langfristiger Lieferverträge, u. a. mit Produzenten aus Russland, Großbritannien, den Niederlanden, Norwegen und zukünftig auch aus Aserbaidschan sowie in Form von LNG aus Katar und Algerien und zukünftig auch aus den USA und Kanada. Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe an verschiedenen europäischen Handelsmärkten für Erdgas tätig. Dennoch besteht grundsätzlich das Risiko von Lieferunterbrechungen, z. B. aus technischen Gründen bei der Produktion, beim Transport im europäischen Pipelinesystem, bei der Verflüssigung, dem Transport oder der Rückführung von LNG in den gasförmigen Zustand (Regasifizierung) oder bei sonstigen Einschränkungen im Transit. Da die Uniper Gruppe einen Großteil ihres Gases aus Russland bezieht, ist sie in besonderem Maße Risiken im Zusammenhang mit der dortigen politischen Lage ausgesetzt. Derzeit bestehen vor allem Risiken im Rahmen des Ukraine-Konflikts. So kann nicht ausgeschlossen werden, dass es zu Lieferunterbrechungen beim Transit über die Ukraine kommt, falls Russland seine Gaslieferungen in die Ukraine reduziert oder einstellt oder die Ukraine die Gaslieferungen nicht durchleitet.

Ferner könnte im Falle einer weiteren Drosselung der Erdgasproduktion in der Provinz Groningen in den Niederlanden das Risiko bestehen, dass Lieferanten der Uniper Gruppe ihre Verträge nicht mehr erfüllen können und die Uniper Gruppe dadurch möglicherweise nicht mehr in der Lage ist, ihre Lieferpflichten vollständig zu erfüllen. Weiterhin kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Uniper Gruppe ihren Lieferverpflichtungen nur unter Inkaufnahme von finanziellen Verlusten nachkommen kann. Wegen zahlreicher kleinerer Erdbeben wurde in der Vergangenheit eine Reduzierung der Gasfördermengen in Groningen gerichtlich angeordnet. Seitdem ist die maximale Förderleistung für das Erdgasfeld in Groningen begrenzt, um das Risiko weiterer Erdbeben in der Region künftig zu verringern.

Zudem bezieht die Uniper Gruppe Kohle auf den globalen Märkten. Kohle zeichnet sich durch verschiedene Qualitäten aus, die sich u. a. auf den Heizwert auswirken. Die Uniper Gruppe ist insofern dem Risiko ausgesetzt, dass die Kohle, die sie für den Einsatz in ihren Kraftwerken und für Dritte einkauft, nicht den erforderlichen Qualitätsmerkmalen entspricht, um sie funktionsgerecht einzusetzen. Es besteht beim Abbau der Kohle das Risiko von Unterbrechungen etwa durch Proteste im Abbaugelände oder der Besetzung von Produktionsanlagen. Darüber hinaus besteht das Risiko von Lieferunterbrechungen, z. B. aufgrund von politischen Unruhen in den Bezugsländern oder technischen Störungen beim Transport.

Die Uniper Gruppe bezieht außerdem Öl auf den globalen Märkten. Die Verfügbarkeit von Öl hängt u. a. stark von den wirtschaftlichen und politischen Entwicklungen in den Förderländern und umliegenden Regionen ab. Ein erheblicher Teil des globalen Handels mit Öl erfolgt über zentrale Routen, z. B. durch den Persischen Golf. Eine Behinderung des Transports oder eine Blockade dieser Routen kann erhebliche Auswirkungen auf die Angebotsmenge und den Ölpreis haben.

Die Uniper Gruppe verfügt über Kraftwerke, welche mit Biomasse befeuert werden. Zum Betrieb dieser Anlagen ist die Uniper Gruppe auf die Verfügbarkeit von Biomasse in ausreichender Menge, erforderlicher Qualität und zu wirtschaftlich rentablen Bedingungen angewiesen.

Kommt es zu Lieferengpässen oder -ausfällen, könnte kein passender Ersatz des jeweiligen Rohstoffes verfügbar oder die Uniper Gruppe auf den Bezug teurerer Rohstoffe aus anderen Bezugsquellen angewiesen sein, deren Kosten sie möglicherweise nicht durch höhere Strompreise im Stromgeschäft und/oder höhere Rohstoffpreise im Rohstoffhandel ausgleichen kann.

Sollte es der Uniper Gruppe nicht gelingen, etwaige Lieferengpässe oder -ausfälle zu angemessenen Konditionen zu kompensieren und die kontinuierliche Verfügbarkeit der für den Kraftwerksbetrieb sowie die Belieferung von Kunden erforderlichen Mengen an Primärbrennstoffen sicherzustellen, könnte dies zur Folge haben, dass die Stromerzeugung bzw. die Erdgas- und andere Rohstofflieferungen der Uniper Gruppe ganz oder teilweise eingestellt werden müssen. Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.3.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Wechselkurs- und Zinsschwankungen.

Die funktionale Währung sowie die Berichtswährung der Uniper Gruppe ist der Euro. Aufgrund der internationalen Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe, bei der ein wesentlicher Teil des Umsatzes außerhalb der Eurozone, insbesondere in Russland, Schweden und Großbritannien erlöst wird, sowie Rohstoffe für die europäische Geschäftstätigkeit in US-Dollar eingekauft werden, ist die Uniper Gruppe Risiken infolge von Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Währungsrisiken ergeben sich weiterhin aus bestimmten Handelsgeschäften mit Kohle und Öl, Gas- und Stromlieferverträgen, Dividendenzahlungen von Konzerngesellschaften und Joint Ventures, die ihren Sitz außerhalb der Eurozone haben, und aus einem bilanziellen Effekt aufgrund der Umrechnung der Bilanzpositionen sowie der Erträge und Aufwendungen der ausländischen Tochtergesellschaften (Translationsrisiko). Solche Risiken entstehen ferner aufgrund von Einnahmen und Zahlungen in einer anderen Währung als der funktionalen Währung der Gesellschaft (Transaktionsrisiko). Diese Wechselkursrisiken resultieren im Wesentlichen aus Geschäften in US-Dollar, Russischem Rubel, Britischem Pfund und Schwedischer Krone. Dabei ist das Währungsrisiko in Bezug auf den Russischen Rubel besonders hoch. Dies liegt neben dem Umstand, dass Russland für die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe eine Schwerpunktregion bildet, vor allem an dem Umstand, dass der Russische Rubel unter der unsicheren (außen-) politischen Lage und den damit einhergehenden wirtschaftlichen Schwierigkeiten Russlands in den vergangenen Jahren einer hohen Schwankungsbreite unterlag und dies nach Einschätzung der Gesellschaft auch zukünftig der Fall sein könnte.

Die Wechselkurse zwischen Fremdwährungen und dem Euro waren in der Vergangenheit erheblichen Schwankungen ausgesetzt und werden dies voraussichtlich auch in der Zukunft sein. Infolge des Ergebnisses der Volksabstimmung in Großbritannien über den Austritt aus der EU verzeichnete das Britische Pfund gegenüber anderen Währungen und insbesondere gegenüber dem US-Dollar eine deutliche Abwertung. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass u. a. die aus der Abstimmung resultierenden politischen und wirtschaftlichen Unsicherheiten zu weiteren Schwankungen der Wechselkurse des Britischen Pfundes sowie anderer Währungen führen könnten. Die Uniper Gruppe ist bestrebt, sich mit an Börsen gehandelten Termingeschäften gegen bestehende Wechselkursschwankungen, insbesondere das oben dargestellte Transaktionsrisiko, abzusichern. Die Hedging-Geschäfte spiegeln die prognostizierten Marktentwicklungen zur Zeit der jeweiligen Vertragsabschlüsse wider. Wechselkursrisiken können nur mittelfristig und nie vollständig abgesichert werden. Sicherungsgeschäfte und Verluste, die durch die von den Erwartungen abweichenden Wechselkursbewegungen entstehen, können erhebliche Kosten verursachen. Mit den Hedging-Geschäften sind Kurssicherungskosten verbunden, deren Höhe von den jeweiligen Währungspaaren abhängt und insbesondere bei besonders volatilen Währungen wie etwa dem Rubel typischerweise höher als bei Währungen mit geringer Volatilität sind.

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten und Zinsderivaten, die auf variablen Zinsen basieren, könnten sich für die Uniper Gruppe Risiken durch eine Veränderung des zukünftigen Zinsniveaus ergeben, auch wenn sich die Uniper Gruppe darum bemüht, sich gegen Zinsänderungen mit Zinssicherungsgeschäften abzusichern. Die amerikanische Zentralbank hat nach einer langen Phase der Niedrigzinspolitik mit einem ersten Zinsschritt im Jahr 2015 signalisiert, dass sie zu einem höheren Zinsniveau zurückkehren möchte. Dies kann mittelbar auch Einfluss auf die Zinspolitik der EU haben. Sollten andererseits die Zinsen auch in Zukunft niedrig bleiben oder sogar weiter absinken, könnte eine Erhöhung der Rückstellungen für Pensionen, den Rückbau von Kernkraftwerken und sonstigen Kraftwerken, Speichern und Transportleitungen (einschließlich der Entsorgung von Abfällen)

und sonstige Verpflichtungen erforderlich werden. Änderungen der erwarteten langfristigen Zinssätze können insbesondere zu einem Anstieg des Nettobarwerts der Pensionsverpflichtungen gegenüber Mitarbeitern führen.

Währungsschwankungen und eine Veränderung des Zinsniveaus könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4 OPERATIVE RISIKEN FÜR DAS GESCHÄFT DER UNIPER GRUPPE

2.4.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus ungewöhnlichen saisonalen Schwankungen bei der Nachfrage nach Strom und Gas.

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal beeinflusst. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September.

Die Uniper Gruppe ist sowohl im Hinblick auf den Strom- und Gasverbrauch, als auch im Hinblick auf die Stromerzeugung Risiken aus meteorologischen und hydrologischen Schwankungen ausgesetzt. Änderungen der normalen Muster bei Temperaturen, Wind, Niederschlägen und der Sonnenscheindauer könnten sich wesentlich nachteilig auf die Umsatzerlöse und die Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken. Ein häufigeres Auftreten milder Winter, z. B. infolge des andauernden Klimawandels, sowie von hoher Feuchtigkeit oder von großer Trockenheit geprägter Wetterperioden könnten sich wesentlich nachteilig auf das Stromerzeugungsgeschäft der Uniper Gruppe auswirken. Während trockener Wetterperioden könnte eine Reduzierung der den Wasserkraftwerken der Uniper Gruppe in Schweden und Deutschland zur Verfügung stehenden Wassermenge zu geringeren Produktionsvolumen und somit geringeren Einnahmen führen, was sich, insbesondere angesichts der Bedeutung der schwedischen Wasserkraftwerke, wesentlich nachteilig auf die Uniper Gruppe auswirken könnte. Darüber hinaus besteht das Risiko eines Mangels an für den Betrieb der Kraftwerke benötigtem Kühlwasser.

Ungewöhnliche saisonal bedingte Schwankungen beim Strom- und Gasbedarf könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus menschlichem Versagen, technischen Störungen bei betrieblichen Verfahren oder aus Betriebsunterbrechungen, insbesondere aufgrund des Bruchs von Staudämmen.

Bei der Erzeugung von Energie werden technologisch komplexe Produktions-, Erzeugungs-, Lager-, Speicher-, Verteil- und Verladeanlagen eingesetzt. Es besteht ein grundsätzliches Risiko, dass menschliches Versagen, technische Störungen oder andere Schadensereignisse oder Nachrüstungsanforderungen die Funktionsfähigkeit der Anlagen ganz oder teilweise beeinträchtigen oder unter Umständen sogar eine vollständige oder teilweise Betriebseinstellung erfordern. Im Februar 2016 kam es zu einem erheblichen Feuerschaden in dem Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja, der zu einer Stilllegung des Betriebs bis mindestens Mitte 2018 führen wird. Es werden Reparaturkosten in Höhe von mehr als 25 Mrd. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 352,7 Mio.) erwartet. Ein schwerer Störfall könnte, selbst wenn dieser nicht auf das Verschulden der Uniper Gruppe als Anlagenbetreiberin zurückzuführen ist, sondern als höhere Gewalt bzw. Unglücksfall eingestuft würde, zu einer wesentlichen Beeinträchtigung der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe führen. Eine entsprechende Einschränkung könnte darüber hinaus durch Naturkatastrophen, Sabotage, Piraterie, Terroranschläge, politische Unruhen, Streiks, Computerkriminalität (etwa im Zusammenhang mit Steuerungssystemen von Kraftwerken) und andere Schadensereignisse, wie die Nichtverfügbarkeit von Gebäuden, Schäden an Gebäuden, Brände und Explosionen oder die Havarie von Frachtschiffen hervorgerufen werden. Neben etwaigen betrieblichen Einschränkungen könnten technische Störungen oder Schadensereignisse erhebliche Reparaturanforderungen sowie Personen-, Sach- und Umweltschäden verursachen, die, insbesondere im Falle einer Haftbarmachung der Uniper Gruppe zu erheblichen Kosten und Reputationsschäden sowie zur Störung von Nebentätigkeiten (z. B. Transport, Kommunikation, Abfallentsorgung etc.) führen könnten. Insoweit könnte die Uniper Gruppe auch für bei Dritten entstehende Schäden haftbar sein. Im Rahmen von Kapazitätsmärkten, auf denen die tatsächlich bereitgestellte gesicherte Leistung vergütet wird, drohen zudem Vertragsstrafen und Einnahmeverluste, falls die von der Uniper Gruppe bereitzustellenden Kraftwerke nicht zur Verfügung stehen.

Bei dem Betrieb von Wasserkraftwerken setzt die Uniper Gruppe Stauanlagen ein, um den Wasserspiegel anzuheben, Wasser zurückzuhalten und zu speichern. Dabei besteht u. a. das Risiko, dass technische Störungen, Naturkatastrophen oder Terroranschläge, höhere Gewalt und sonstige Schadensereignisse die Funktionsfähigkeit der Stauanlagen ganz oder teilweise beeinträchtigen oder unter Umständen einen Staudammbruch verursachen. Eine Beeinträchtigung der Stauanlagen oder ein Staudammbruch könnten, selbst wenn diese nicht auf das Verschulden der Uniper Gruppe als Anlagenbetreiberin zurückzuführen sind, sondern als höhere Gewalt bzw. Unglücksfall eingestuft würden, zu einer wesentlichen Beeinträchtigung der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe führen. Neben etwaigen betrieblichen Einschränkungen könnten technische Störungen oder Schadensereignisse an den Stauanlagen Personen-, Sach- und Umweltschäden sowie erhebliche Reparaturanforderungen verursachen und zu hohen Umsatzverlusten führen. Insoweit könnte die Uniper Gruppe auch für bei Dritten entstehende Schäden haftbar sein. Zudem könnten derartige Zwischenfälle, insbesondere wenn es dabei zu Personenschäden kommt, einen erheblichen Reputationsschaden für die Uniper Gruppe verursachen.

Sollte eines dieser Risiken eintreten, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus einem Nuklearunfall in einem oder mehreren der schwedischen Kraftwerke und Kraftwerksbeteiligungen der Uniper Gruppe.

Die Uniper Gruppe betreibt zur Erzeugung von Energie auch Kernkraftwerke in Schweden bzw. ist an solchen beteiligt. Dabei wird elektrischer Strom durch kontrollierte Kernspaltungen produziert. Die Uniper Gruppe hat besondere Schutzvorkehrungen getroffen, welche ausschließen sollen, dass Personen-, Sach- oder Umweltschäden im Zusammenhang mit dem Betrieb ihrer Kernkraftwerke entstehen. Gleichwohl verbleibt ein Restrisiko, dass die ergriffenen Maßnahmen einen Schadensfall nicht oder nicht vollständig verhindern können.

In Schweden haften die Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2015 war die Haftung pro Schadensfall auf einen Betrag begrenzt, der 300 Mio. Sonderziehungsrechten (einer künstlichen Währung des IWF) entsprach (Stand 30. Juni 2016: etwa 3.559 Mio. Schwedischen Kronen („SEK“) bzw. Stand 30. Juni 2016: etwa € 378 Mio.). In Bezug auf diesen Haftungsbetrag hat die Uniper Gruppe im Einklang mit dem schwedischen Nuklearhaftungsgesetz für alle Kernkraftwerke, an denen sie beteiligt ist, eine Versicherung abgeschlossen. Am 1. Juli 2010 erließ das schwedische Parlament ein Gesetz, welches den Kernkraftanlagen-Lizenzinhabern eine unbeschränkte Haftung im Falle eines Nuklearunfalls auferlegt und diese verpflichtet, eine Haftpflichtversicherung oder Deckungsvorsorge in Höhe von € 1,2 Mrd. pro Kraftwerk bereitzustellen. Die Wirksamkeit des Gesetzes ist jedoch von der Ratifizierung des Pariser Übereinkommens in seiner Fassung vom 12. Februar 2004 abhängig, die bisher nicht in allen Ländern stattgefunden hat.

Ein Nuklearunfall in einer der von der Uniper Gruppe betriebenen Kernkraftwerksanlagen sowie eine zukünftige Verschärfung der Haftpflichtversicherungs- oder der Deckungsvorsorgeverpflichtungen könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Betrieb von Gasspeicheranlagen.

Die Uniper Gruppe betreibt Untertageerdgasspeicher zur Lagerung von Erdgas in Deutschland, Österreich und Großbritannien. Der Betrieb von Gasspeichern ist mit verschiedenen Risiken verbunden. Insbesondere bestehen mit Blick auf den Betrieb von Gasspeichern auch geologische und/oder technisch bedingte Risiken, wobei zwischen Untertage- und Obertagerisiken unterschieden werden kann. Im Untertagebereich bestehen Risiken aus geologischen Veränderungen, neuen geologischen Erkenntnissen oder technischen Problemen an Bohrungen oder Lagerstätten. Ein Risiko mit wesentlichen finanziellen Auswirkungen besteht bei einem unkontrollierten Austritt von Erdgas (sog. *Blow-Out*). Schäden resultieren hier insbesondere aus Gasverlusten, der Brandbekämpfung sowie der Wiederherstellung der Betriebsfähigkeit der Gasspeicher. Daneben bestehen aber auch

Risiken aufgrund von Ausfällen oder Störungen bis hin zur Zerstörung von technischen Anlagen im obertägigen Bereich des Speichers, insbesondere mit Blick auf Verdichter, Gasreinigung, Vorwärmung oder Leit- und Messtechnik. Dabei ist die Uniper Gruppe bei der Errichtung sowie Instandhaltung und -setzung der Gasspeicher auf die Zulieferung von Bauteilen durch Dritte angewiesen. Lieferverzögerungen sowie Mängel oder Schäden an diesen Bauteilen könnten zu Betriebsunterbrechungen führen.

Der Eintritt jedes der vorstehend beschriebenen Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Errichtung, Erweiterung, Sanierung, Nachrüstung oder Stilllegung von Anlagen.

Teil der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe sind die Errichtung neuer Kraftwerke und die Erweiterung, Sanierung, Nachrüstung oder Stilllegung bestehender Kraftwerke. Dabei besteht das Risiko, dass die tatsächlichen Baukosten die geplanten Baukosten übersteigen, etwa aufgrund von Preiserhöhungen bei Baumaterialien oder Arbeitskosten. Darüber hinaus kann es während der Bauphase zu Bauverzögerungen oder zum endgültigen Bauabbruch und ggf. sogar zum Rückbau bereits erfolgter (Teil-) Errichtungen und zur Renaturierung betroffener Flächen kommen. Bauverzögerungen könnten u. a. durch Verzögerungen im Rahmen von behördlichen Genehmigungsverfahren (insbesondere auch, wenn die Öffentlichkeit am Verfahren beteiligt wird), Veränderungen des politischen und regulatorischen Umfelds, Lieferungsverzögerungen von Baumaterialien, durch Wettereinflüsse sowie Naturkatastrophen oder aufgrund einer gescheiterten Finanzierung des Baus entstehen. Zu einem solchen Bauabbruch und ggf. einem Rückbauerfordernis kann es zudem u. a. durch eine endgültige Versagung erforderlicher Genehmigungen oder durch die Aufhebung einer Genehmigung in einem gerichtlichen Verfahren kommen. Insbesondere in den Mitgliedstaaten der EU bestehen weitreichende Beteiligungsrechte der Öffentlichkeit in Genehmigungsverfahren und anerkannte Naturschutzvereinigungen haben die Möglichkeit, Interessen des Umweltschutzes gerichtlich durchzusetzen. In Umsetzung der Vorgaben der EU kann die Aufhebung einer Zulassungsentscheidung in Deutschland, z. B. nach dem novellierten Umweltrechtsbehelfsgesetz („**UmwRG**“), bei schweren Verfahrensfehlern (wie z. B. der Nichtdurchführung einer erforderlichen Umweltverträglichkeitsprüfung („**UVP**“) bzw. Umweltverträglichkeitsvorprüfung oder Öffentlichkeitsbeteiligung) unabhängig davon verlangt werden, ob ein solcher Verfahrensfehler eine fehlerhafte Sachentscheidung der Behörde verursacht hat. Bei anderen Verfahrensfehlern setzt eine Aufhebung der Zulassungsentscheidung zwar voraus, dass sich der Verfahrensfehler auf die Sachentscheidung ausgewirkt hat; dies wird jedoch in Zweifelsfällen gesetzlich vermutet. Darüber hinaus könnten anerkannte Naturschutzvereinigungen etwa nach dem Bundesnaturschutzgesetz und landesrechtlichen Regelungen gegen bestimmte Genehmigungsentscheidungen vorgehen, wenn z. B. die Genehmigung eines Vorhabens von Geboten und Verboten zum Schutz der Natur befreit. Voraussichtlich werden Rechtsbehelfsmöglichkeiten nach dem UmwRG durch die weitere derzeit anhängige Überarbeitung des Gesetzes zukünftig noch erweitert.

Risiken im Zusammenhang mit der Versagung erforderlicher behördlicher Genehmigungen bestehen derzeit im Zusammenhang mit der Errichtung eines Steinkohlekraftwerks in Datteln, Deutschland („**Datteln 4**“), sowie einem Biomassekraftwerk in Bouches-du-Rhône, Frankreich, und in Verbindung mit der Stilllegung von Kraftwerken.

Die Uniper Gruppe hat im Zusammenhang mit dem Bau und der Inbetriebnahme von Datteln 4 bereits einen Bruttoinvestitionsbetrag von deutlich über € 1 Mrd. investiert. Mit einem vom Bundesverwaltungsgericht in Leipzig bestätigten Urteil hat das Oberverwaltungsgericht Münster („**OVG Münster**“) den Bebauungsplan der Stadt Datteln für das Gebiet, auf dem das Steinkohlekraftwerk errichtet wird, für nichtig erklärt. Daher wurde ein neues Planverfahren durchgeführt, um die planerischen Grundlagen für das Kraftwerk Datteln 4 wiederherzustellen. Da mehrere der nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz („**BImSchG**“) erteilten Genehmigungen ebenfalls für nichtig erklärt wurden, beantragte die Uniper Kraftwerke GmbH im Dezember 2014 erneut die für den Betrieb und die Errichtung des gesamten Kraftwerks erforderlichen deutschen immissions- und wasserschutzrechtlichen Genehmigungen. Nach Abschluss der öffentlichen Anhörung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach dem BImSchG wurde am 4. März 2016 der vorzeitige Baubeginn zugelassen, der am 20. Januar 2016 von der Uniper Kraftwerke GmbH beantragt worden war. Das

Vorhaben ist jedoch noch Gegenstand mehrerer Klageverfahren. Insbesondere sind Klagen gegen die im März 2016 erteilte Zulassung des vorzeitigen Baubeginns und die noch nicht aufgehobenen nach dem BImSchG erteilten Teilgenehmigungen, die auf Grundlage des für nichtig erklärten Bebauungsplans erteilt wurden, sowie gegen den neuen projektspezifischen Bebauungsplan und andere Planungsentscheidungen anhängig. Ende Mai 2016 hat die Uniper Gruppe einen weiteren Antrag auf vorzeitigen Baubeginn gestellt, um ergänzend zu den mit der ersten Zulassung gestatteten Maßnahmen die termingerechte Durchführung weiterer Errichtungsarbeiten sicherzustellen.

Zur Absicherung der Investitionskosten von Datteln 4 wurden mit Großkunden langfristige Verträge zur Vermarktung der Kraftwerkskapazität abgeschlossen. Diese Verträge erlauben den Kunden, Strommengen zu Preisen zu beziehen, die auf den tatsächlichen Erzeugungskosten von Datteln 4 beruhen. Aufgrund der Verzögerung der Inbetriebnahme von Datteln 4 und des Verfalls der Großhandelspreise für Strom in den letzten Jahren wurden von den Vertragspartnern dieser langfristigen Stromlieferungsverträge Anpassungsbegehren vorgebracht. Zwischenzeitlich hat einer der Kunden seine Abnahmeverträge wegen vermeintlicher Vertragsverletzungen durch die betroffenen Unternehmen der Uniper Gruppe gekündigt. Falls sich diese Kündigung als wirksam erweisen sollte oder es tatsächlich zu einer Anpassung der beschriebenen langfristigen Verträge kommen sollte, besteht für die Uniper Gruppe das Risiko, dass die Strommengen, die in Datteln 4 zukünftig erzeugt werden, nur zu geringeren als ursprünglich in diesen Verträgen vereinbarten Preisen abgesetzt werden können. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Datteln 4 deutlich nachteilig beeinflussen.

Im November 2012 erteilte die Préfecture Bouches-du Rhône der Uniper Gruppe die nach französischem Naturschutzrecht erforderliche Genehmigung für das Biomassekraftwerk Provence 4 in Bouches-du-Rhône, Frankreich. Gegen die Genehmigung haben drei Nichtregierungsorganisationen Klagen vor dem Verwaltungsgericht Marseille eingereicht. In den Verfahren ist noch keine gerichtliche Entscheidung ergangen.

Die Uniper Gruppe geht weiter von einer Inbetriebnahme der genannten Kraftwerke aus. Dennoch besteht das Risiko, dass alle bislang vorgenommenen Investitionen, die im Zusammenhang mit dem Bau der Kraftwerke getätigt wurden, abgeschrieben werden müssen, falls das jeweilige Kraftwerk in Zukunft nicht in Betrieb genommen werden kann, da keine Betriebsgenehmigung erteilt oder die erteilte Genehmigung aufgehoben wird. In diesem Fall besteht auch ein zusätzliches Kostenrisiko im Hinblick auf dann bestehende Rückbauverpflichtungen.

Der Eintritt jedes der vorstehend beschriebenen Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit der Informationssicherheit, damit verbundenen Regelungen sowie Risiken aus der Auslagerung der IT-Infrastruktur an externe Dienstleister.

Die operative und strategische Steuerung der Uniper Gruppe ist maßgeblich von einer komplexen Informations- und Kommunikationstechnologie abhängig. Die Uniper Gruppe betreibt insbesondere Prozess-Informationstechnologie („IT“), welche im Zusammenhang mit der Erzeugung von Strom und der Lagerung von Erdgas steht (Betriebstechnologie), sowie kommerzielle IT, welche sich auf eine Vielzahl sonstiger Bereiche wie etwa Office-Anwendungen oder die Handelssysteme erstreckt. Technische Störungen, eine fehlerhafte Bedienung durch Mitarbeiter, Datenverluste oder Ausfälle der IT-Systeme könnten zu einer wesentlichen Beeinträchtigung der laufenden Tätigkeit einzelner Segmente oder der gesamten Uniper Gruppe führen und erhebliche Kosten verursachen, die mit der Dauer des Ausfalls steigen. Weitere Risiken bestehen im Zusammenhang mit der elektronischen Speicherung und Nutzung geschäftsrelevanter Daten. Unbefugter Zugriff von außen, missbräuchliche Nutzung oder unbeabsichtigte Weitergabe vertraulicher Daten durch Mitarbeiter könnten nicht nur zur Preisgabe von Betriebsgeheimnissen führen, sondern auch Datenschutzbestimmungen verletzen. Derartige IT-Sicherheitsvorfälle, ein unautorisierter Datenabfluss vertraulicher Informationen oder Gesetzesverstöße, wie z. B. Verstöße gegen das Bundesdatenschutzgesetz, können zudem erhebliche Reputationsschäden nach sich ziehen.

Darüber hinaus bestehen Risiken im Zusammenhang mit der Auslagerung der IT-Infrastruktur an die E.ON Business Services GmbH („EBS“) und an weitere Dritte. Die Auslagerung erhöht das Risiko, dass durch Mängel bei den Informationssicherheitsspezifikationen gegenüber Dritten, die für die Uniper Gruppe Dienstleistungen erbringen, oder durch Verstöße gegen diese Spezifikationen Schäden entstehen.

Die Uniper Gruppe und die EBS haben sich Mitte 2016 darauf verständigt, welche Anteile der IT-Organisation der EBS wann auf die Uniper Gruppe übertragen werden. In einem ersten Schritt sollen zum 1. Januar 2017 Teile der Business IT übertragen werden, in einem zweiten Schritt dann in einem noch festzulegenden Umfang zum 1. Juli 2017 auch Anteile der gemeinsam genutzten IT (sog. *Shared IT*).

Aus diesen Übertragungen ergeben sich Integrationsrisiken, etwa im Hinblick auf den Aufbau eines unternehmenseigenen IT-Systems, den Einsatz geschulten IT-Personals und das Vorhalten eines ausreichenden Risikomanagementsystems (siehe „2.8.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Abhängigkeit von der E.ON Business Services GmbH in den Bereichen Personalwirtschaft (HR), Rechnungswesen und IT.“).

Für Deutschland wurden mit dem im Juli 2015 in Kraft getretenen Gesetz zur Erhöhung der Sicherheit informationstechnischer Systeme (sog. IT-Sicherheitsgesetz) die Anforderungen an technische Vorkehrungen zum Schutz der informationstechnischen Systeme von kritischen Infrastrukturen verschärft. Zu den kritischen Infrastrukturen zählen u. a. Anlagen zur Erzeugung und zum Transport von Energie, soweit sie durch eine noch zu erlassende Rechtsverordnung in den Anwendungsbereich der Regelungen einbezogen werden. Betreiber von kritischen Infrastrukturen haben binnen zwei Jahren nach Inkrafttreten der Rechtsverordnung einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme zu gewährleisten und dazu einen Katalog von Sicherheitsanforderungen einzuhalten sowie Meldepflichten zu erfüllen. Die Umsetzung dieser Anforderungen für die von der Uniper Gruppe betriebenen Energieanlagen könnte zu erheblichen finanziellen Aufwendungen führen.

Sollte es zu Ausfällen, Störungen oder unbefugten Datenzugriffen beim Einsatz der IT- und Telekommunikationssysteme der Uniper Gruppe kommen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus geplanten Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen.

Die Uniper Gruppe ist in einem Geschäftsfeld tätig, in dem Kosteneinsparungen durch Prozessoptimierungen entscheidend für die Erhaltung der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit sind. Bereits in der Vergangenheit wurden durch die E.ON SE und ihrer direkten und indirekten Tochtergesellschaften (der „**E.ON-Konzern**“) verschiedene Kostenspar- und Effizienzsteigerungsprogramme durchgeführt. So wurde im Jahr 2011 mit der Umsetzung eines umfassenden Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramms mit der Bezeichnung E.ON 2.0 („**E.ON 2.0**“) begonnen. Neben diesem Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramm erzielte die Uniper Gruppe durch weitere interne Kostensenkungsprogramme und eine Umstrukturierung ihres Großkundenvertriebs weitere Kostensenkungen.

Auch nach der Abspaltung könnte die Uniper Gruppe Kostenoptimierungs-, Transformations- und/oder Restrukturierungsprogramme (einschließlich einer Reduzierung der Mitarbeiterzahl) entwickeln und/oder durchführen, die über die bereits angekündigten geplanten Kostensenkungs- und Restrukturierungsprogramme (insbesondere Projekt „Voyager“) hinausgehen. Dabei werden erwartete Effizienzsteigerungen bzw. Kosteneinsparungen auf der Grundlage von Annahmen und Schätzungen getroffen, die mit Unsicherheiten behaftet sind und sich im Nachhinein als unrichtig erweisen könnten. Es besteht daher keine Garantie, dass im Vorfeld erwartete Effizienzsteigerungen und/oder Kostensenkungen im Rahmen zukünftiger Kostenoptimierungs-, Transformations- und Restrukturierungsprogramme überhaupt oder innerhalb der erwarteten Zeiträume erreicht werden könnten.

Sollten die geplanten Effizienzsteigerungen und/oder Kostensenkungen scheitern oder nur teilweise umgesetzt werden, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit der mangelnden Verfügbarkeit qualifizierten Personals, der Unmöglichkeit qualifiziertes Personal anzuwerben oder einer hohen Mitarbeiterfluktuation.

Der Erfolg der Uniper Gruppe hängt wesentlich von qualifizierten Führungskräften und Mitarbeitern einschließlich der Mitglieder des Vorstands der Gesellschaft sowie Mitarbeitern in Schlüsselfunktionen ab. Die Uniper Gruppe, deren Geschäftstätigkeit in hohem Maße von Produktion, Handel und Vertrieb sowie Technologien und Ingenieursleistungen abhängt, steht im starken

Wettbewerb um qualifizierte Mitarbeiter mit anderen Energieversorgungsunternehmen (u. a. auch mit dem E.ON-Konzern). So besteht u. a. im Zusammenhang mit der Abspaltung der Uniper Gruppe vom E.ON-Konzern das Risiko, dass insbesondere spezialisierte und qualifizierte Mitarbeiter die Uniper Gruppe nicht mehr als attraktiven Arbeitgeber betrachten und sich daher einen neuen Arbeitgeber suchen. Verlassen qualifizierte Mitarbeiter das Unternehmen oder ist die Uniper Gruppe nicht in der Lage, spezialisierte und qualifizierte Mitarbeiter für den Betrieb, die Umstellung und die Ausweitung ihres Geschäfts sowie den Rückbau von Anlagen zu gewinnen, zu halten und zu motivieren, so könnte dies die Fähigkeit der Uniper Gruppe einschränken, erfolgreich ihre Geschäftstätigkeit und Forschungsaktivitäten zu betreiben, ihre strategischen und wirtschaftlichen Ziele zu verfolgen sowie wettbewerbsfähige Technologien und Verfahren zu entwickeln. Außerdem könnte die Uniper Gruppe erfahrene Manager verlieren, die für das Geschäft der Uniper Gruppe wichtig sind.

Treten eines oder mehrere dieser Risiken ein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition und die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.9 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Beziehungen zu ihren Mitarbeitern, den Gewerkschaften und den Arbeitnehmervertretern.

Die Uniper Gruppe ist auf eine gute Beziehung zu ihren Arbeitnehmern, den Gewerkschaften und Arbeitnehmervertretern angewiesen. Die Geschäftstätigkeit und Funktionsfähigkeit der Uniper Gruppe, ihre Wettbewerbsfähigkeit sowie die reibungslose Durchführung von Restrukturierungen und die Vermeidung von Störungen in den Betriebsabläufen hängen u. a. davon ab, dass im Hinblick auf die Tarifverträge aus Sicht der Uniper Gruppe angemessene und faire Ergebnisse bei Verhandlungen über Lohnabschlüsse und sonstige Vereinbarungen mit den Gewerkschaften oder den Arbeitnehmervertretungen erzielt werden. Dies gilt auch im Hinblick auf die fortlaufende Entwicklung sowie etwaige Anpassungen bestehender Tarifverträge und die Durchführung von Restrukturierungen.

Streiks oder andere arbeitsrechtliche Konflikte in Bezug auf solcher Verhandlungen, Vereinbarungen und Anpassungen sowie steigende Arbeits- oder Arbeitsnebenkosten könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition und die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.10 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Partnerschaften und Kooperationen.

Die Uniper Gruppe ist im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit auf die Zusammenarbeit mit anderen Unternehmen angewiesen. Durch entsprechende Verträge verpflichten sich dabei die Uniper Gruppe und ihre Partner, jeweils bestimmte Leistungen zu erbringen. Sollte die Uniper Gruppe ihren Verpflichtungen aus diesen Verträgen ganz oder teilweise nicht nachkommen, kann dies zu Schadensersatzansprüchen, Vertragsstrafen oder auch zur Kündigung der Kooperation bzw. Partnerschaft führen. Ferner könnte die erfolgreiche Zusammenarbeit durch vertragswidriges Verhalten der Partner oder durch unvorhergesehene Vorkommnisse gefährdet oder beeinträchtigt werden. Wird eine Zusammenarbeit beendet, besteht das Risiko, dass die Uniper Gruppe nicht in der Lage ist, zeitnah überhaupt oder zu angemessenen Bedingungen eine neue Kooperation oder Partnerschaft einzugehen.

Als Teil des E.ON-Konzerns hat die Uniper Gruppe in der Vergangenheit innerhalb des E.ON-Konzerns zentralisierte Dienstleistungen, insbesondere in den Bereichen Verwaltung, Finanzen, IT und Logistik, genutzt. Als rechtlich selbständige Gruppe wird die Uniper Gruppe nicht mehr ohne Weiteres auf diese Dienstleistungen zugreifen können, sondern hat diese Dienstleistungsfunktionen selbst eingerichtet oder muss dies in der Zukunft tun. Im Rahmen der Abspaltung der Uniper Gruppe hat die Gesellschaft mit der E.ON Beteiligungen GmbH und der EBS einen Partnerschaftsvertrag abgeschlossen, der die Erbringung von Dienstleistungen in den Bereichen Rechnungswesen, IT und Personalwirtschaft durch die EBS für die Uniper Gruppe für einen Übergangszeitraum bis zum 1. April 2018 zum Inhalt hat und ferner die Überführung von bestimmten Aufgaben, Sach- und Personalmitteln in die Uniper Gruppe vorsieht.

Im Bereich Rechnungswesen ist darüber hinaus eine Einzelvereinbarung über die Erbringung von Dienstleistungen durch ein Servicecenter des E.ON-Konzerns bis zum 31. Dezember 2019 zuzüglich einer Verlängerungsoption von bis zu 2 Jahren abgeschlossen worden.

Sollten Partner einer Kooperation (einschließlich EBS) ihren Verpflichtungen nicht nachkommen oder die Kooperation mit der Uniper Gruppe beenden, könnte dies, sofern die Uniper Gruppe nicht in der Lage ist, zeitnah zu angemessenen Konditionen oder überhaupt eine neue Kooperation einzugehen, wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.11 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus einem verstärkten Wettbewerb.

Die Uniper Gruppe ist in den Geschäftsfeldern, in denen sie tätig ist, einem intensiven Wettbewerb ausgesetzt, der in den vergangenen Jahren teilweise zu Absatzrückgängen geführt hat. Dieser Wettbewerb hat sich bereits in der Vergangenheit verstärkt und könnte sich in der Zukunft durch neu in den Markt eintretende Marktteilnehmer oder ein kompetitiveres Vorgehen bereits bestehender Wettbewerber weiter verstärken. Dadurch könnte sich das Risiko eines Umsatzrückgangs oder geringerer Gewinnmargen für die Uniper Gruppe erhöhen.

Darüber hinaus sind die erzielbaren Deckungsbeiträge im Großkundenvertrieb seit mehreren Jahren insgesamt zurückgegangen. Dies betrifft vor allem das Gasgeschäft, aber auch im Strommarkt sind die erzielbaren Margen gefallen. Zudem fragen Kunden vermehrt standardisierte, handelsnahe Energieprodukte nach, die beispielsweise auf an Energiebörsen gehandelten Produkten basieren und weniger Strukturierung durch die Uniper Gruppe bedürfen. Solche Produkte haben einen geringeren Dienstleistungsumfang und dementsprechend eine niedrigere Wertschöpfungstiefe. Der Verlust eines oder mehrerer wichtiger Kunden oder eine Veränderung der Einkaufsbedingungen bedeutender Kunden kann sich wesentlich nachteilig auf den Umsatz und die erzielbaren Margen der Uniper Gruppe auswirken.

Insbesondere das aktuelle Marktumfeld im Gashandel und -vertrieb zeichnet sich durch einen intensiven Preiswettbewerb verbunden mit Auswirkungen auf die Absatzmenge und/oder die Margen, die aus der Differenz zwischen Ankaufs- und Verkaufspreisen resultieren, aus. Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handelspunkten und den Gasbörsen resultieren erhebliche Absatzrisiken in Bezug auf konkrete Liefermengen aus Langfristverträgen (mit Abnahmeverpflichtungen), die nicht gasindexiert sind. Diese Verträge enthalten in der Regel sog. *Take-or-Pay*-Klauseln, durch die sich der Abnehmer verpflichtet, einen bestimmten Prozentsatz des Vertragsvolumens zu zahlen, selbst wenn er diese Menge nicht abnimmt. Im Erdgasvertrieb besteht darüber hinaus die Gefahr, dass sich Gasproduzenten entschließen, direkt die Kunden der Uniper Gruppe zu beliefern, sodass Handelsmargen für die Uniper Gruppe verloren gehen könnten.

Sollte es der Uniper Gruppe nicht gelingen, den vorhandenen Kundenstamm in den Kerngeschäftsfeldern Strom und Gas zu erhalten, einen Verlust von Kunden durch Gewinnung neuer Kunden oder steigende Umsatzerlöse aus dem Geschäft mit den verbleibenden Kunden auszugleichen und diesen gegenüber angemessene Preise durchzusetzen, könnte dies die Absatzmenge und/oder die erzielbaren Preise und realisierbaren Margen und die jeweilige Marktstellung der Uniper Gruppe beeinträchtigen sowie zu einem Umsatzrückgang führen. Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.12 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Beziehungen zu Zulieferern und Kunden.

Die Abhängigkeit der Uniper Gruppe von ihren Hauptzulieferern und -dienstleistern kann sich auf die Möglichkeiten der Uniper Gruppe auswirken, günstige Vertragsbedingungen mit diesen Vertragspartnern auszuhandeln. Es gibt keine Gewähr, dass die Uniper Gruppe in der Lage ist, zeitnah oder überhaupt einen Ersatz für wesentliche Zulieferer oder Dienstleister zu finden, falls eine dieser Beziehungen ausgesetzt oder beendet wird. Wenn die Uniper Gruppe nicht in der Lage sein wird, günstige Vertragsbedingungen mit ihren Zulieferern oder Dienstleistern auszuhandeln, oder diese Zulieferer oder Dienstleister nicht in der Lage sein werden, ihren Verpflichtungen nachzukommen oder das Geschäft mit der Uniper Gruppe aussetzen und die Uniper Gruppe keinen geeigneten Ersatz finden kann, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Uniper Gruppe haben.

Die Uniper Gruppe ist außerdem von ihren Beziehungen zu zahlreichen Großkunden abhängig. Es könnte sich wesentlich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe auswirken, wenn die Uniper Gruppe nicht in der Lage ist, Beziehungen zu ihren Großkunden aufrechtzuerhalten.

Darüber hinaus gibt es keine Gewähr dafür, dass die Uniper Gruppe in Zukunft weiterhin gute Beziehungen und Geschäftskontakte zu ihren Kunden haben wird. Störungen in diesen Beziehungen könnten nachteilige Berichterstattungen nach sich ziehen, die wiederum zu einem Verlust von Kunden führen könnten. Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.13 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Reputationsrisiken.

Die Reputation der Uniper Gruppe wird wie bei allen großen Energieversorgungsunternehmen durch Diskussionen und Ereignisse in den Bereichen Kohle, Kernkraft, Energiepolitik, Energiewende, Vertragspartner und Energiepreise beeinflusst. Als Energieversorgungsunternehmen mit einem Fokus auf konventioneller Energieerzeugung, die u. a. Kohleverstromung sowie die Kernenergie in Schweden umfasst, sieht sich die Uniper Gruppe in besonderem Maße Kritik ausgesetzt, die im Zusammenhang mit Kohlekraftwerken sowie der Kernenergie geäußert wird. In den letzten Jahren hat sich außerdem bei vielen Kunden eine Präferenz für Erneuerbare Energien herausgebildet, die ebenfalls mit einer entsprechenden Kritik gegenüber der konventionellen Energieerzeugung einhergeht.

Es besteht das Risiko, dass Reputationsschäden durch unvorhersehbare und nicht kontrollierbare externe Ereignisse wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben könnten, die über die unmittelbaren Auswirkungen dieser Ereignisse hinausgehen.

2.4.14 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Beschränkungen des Zugangs zu Handelsplätzen und Energiebörsen.

Ein wesentliches Tätigkeitsfeld der Uniper Gruppe ist der Handel mit Strom, den Primärenergieträgern Kohle, Gas und Öl sowie mit CO₂-Zertifikaten. Daneben gehört auch der Handel mit Fracht- und Wetterderivaten zum Handelsportfolio der Uniper Gruppe. Der Handel umfasst sowohl physisch (d. h. durch tatsächliche Lieferung), als auch finanziell (d. h. nicht durch Lieferung der Ware, sondern durch Barausgleich) zu erfüllende Produkte. Die Uniper Gruppe übt ihre Handelsaktivitäten vor allem in Europa aus, wobei ein Großteil der Geschäfte über Energiebörsen und weitere Handelsplätze abgewickelt wird und nur ein Teil bilateral mit einzelnen Kunden zustande kommt. Darüber hinaus sichert sich die Uniper Gruppe gegen Zins- und Preisänderungsrisiken, die aus der Beschaffung und Veräußerung von Strom, Kohle, Gas, Öl sowie CO₂-Zertifikaten resultieren, durch den Abschluss von Hedging-Geschäften an dem jeweiligen Handelsplatz bzw. der jeweiligen Energiebörse ab.

In Bezug auf die genannten Geschäftsaktivitäten ist die Uniper Gruppe auf den ungehinderten Zugang zu der jeweiligen Energiebörse bzw. dem jeweiligen Handelsplatz angewiesen. An den relevanten Energiebörsen und Handelsplätzen besteht in der Regel ein Zulassungsanspruch, wenn die in den jeweiligen Börsenregelwerken festgelegten Zulassungsvoraussetzungen erfüllt sind. Aber auch wenn ein Anspruch auf Zugang zu den jeweiligen Energiebörsen oder Handelsplätzen besteht, ist die Uniper Gruppe faktisch davon abhängig, dass die Energiebörsen oder Handelsplätze den Zugang gewähren.

Sollte die Uniper Gruppe die Zulassungsvoraussetzungen nicht erfüllen oder sollte ihr trotz Erfüllung der Zulassungsvoraussetzungen der Zugang zu einer Energiebörse oder einem Handelsplatz verwehrt werden, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.4.15 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit dem Netzzugang sowie einer entsprechenden Verfügbarkeit von Transportkapazitäten.

Da Strom und Gas durch überregionale und lokale Netze transportiert werden, schließt die Uniper Gruppe Netznutzungsverträge mit Netzbetreibern ab, um deren Netze nutzen zu können. In Deutschland werden die hierfür von den Netzbetreibern erhobenen Netznutzungsentgelte nach den Berechnungsgrundlagen der Stromnetzentgeltverordnung („StromNEV“) und Gasnetzentgeltverordnung („GasNEV“) berechnet, in anderen Ländern nach vergleichbaren Vorschriften. Der diskriminierungsfreie Zugang zu den Netzen wird durch die BNetzA und zuständige Behörden im Ausland kontrolliert.

Auch wenn die Uniper Gruppe nach den in einigen Ländern geltenden Netzzugangsregelungen einen Anspruch auf diskriminierungsfreien Netzzugang und Abschluss von Netznutzungsverträgen mit

den jeweiligen Netzbetreibern haben sollte, was insbesondere in der EU der Fall ist, ist die Uniper Gruppe faktisch davon abhängig, dass die Netzbetreiber einen entsprechenden Vertrag mit der Uniper Gruppe abschließen und den Zugang zu den Energienetzen gewähren.

Sollte der Uniper Gruppe der Netzzugang durch die Netzbetreiber nicht gewährt werden oder der Netzzugang aufgrund von Kapazitätsengpässen eingeschränkt sein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5 FINANZIELLE RISIKEN FÜR DAS GESCHÄFT DER UNIPER GRUPPE

2.5.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Investitionen, Akquisitionen und Desinvestitionen.

Die Uniper Gruppe verfolgt zur Steigerung ihrer operativen Effizienz sowie ihrer Kapitaleffizienz eine Investitionsstrategie in Bezug auf bereits bestehende Anlagen und Projekte mit dem Ziel, eine hohe Wirtschaftlichkeit, die Generierung von Zahlungsmitteln und die Dividendenfähigkeit sicherzustellen. Daher zielen die geplanten Investitionen der Uniper Gruppe im Wesentlichen auf die Unterhaltung der derzeitigen Kraftwerke sowie die Fertigstellung bereits begonnener Wachstumsprojekte ab. Im Hinblick auf die Fertigstellung im Bau befindlicher Kraftwerke entfällt der größte Teil der Investitionen auf das Kraftwerk Datteln 4, dessen Inbetriebnahme bei rechtzeitiger Erteilung von notwendigen Bau- und Betriebsgenehmigungen für die erste Hälfte des Jahres 2018 geplant ist, das Kraftwerk Provence 4, dessen Inbetriebnahme im Laufe des Jahres 2016 geplant ist, das Kraftwerk Maasvlakte 3, das im ersten Quartal 2016 in Betrieb gegangen ist, sowie den Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja, der sich bis mindestens Mitte 2018 in Reparatur befinden wird.

Obwohl die Uniper Gruppe vor derartigen Investitionsentscheidungen eine sorgfältige Auswahlentscheidung und dabei u. a. Due-Diligence-Prüfungen, die rechtliche Absicherung im Rahmen von Verträgen sowie interne Entscheidungsverfahren durchführt, kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese Maßnahmen unzureichend sind, einzelne Investitionsentscheidungen risikobehafteter sind als ursprünglich angenommen oder die von der Uniper Gruppe verfolgte Investitionsstrategie nicht den gewünschten Erfolg bringt. Beispielsweise können sich die politischen, regulatorischen, operativen und/oder wirtschaftlichen Bedingungen gegenüber dem Zeitpunkt, zu dem die Investitionsentscheidung getroffen wurde, erheblich verändern. Auch könnte es zu einem Kostenanstieg oder zu einer erheblichen Verzögerung bei der Durchführung kommen. Jede Planungsentscheidung im Hinblick auf die zukünftige Geschäftsstrategie der Uniper Gruppe ist mit dem Risiko verbunden, dass getroffene Annahmen später angepasst oder korrigiert werden müssen.

Im Rahmen ihrer Investitionen in Kraftwerksneubauprojekte (wie etwa Datteln 4), in die Erweiterung, Sanierung oder Nachrüstung von Kraftwerken, in Pipeline-Projekte wie die Erweiterung der von Russland nach Deutschland führenden Erdgasleitung Nord Stream (Nord Stream 2) und die weitere Exploration von Gas- und Ölfeldern, beispielsweise über ihre mittelbare Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje in Russland, trägt die Uniper Gruppe das Risiko, dass die tatsächliche Rendite einer getätigten Akquisition oder Investition hinter der erwarteten Rendite zurückbleibt und sich die mit der Akquisition von Unternehmen und Unternehmensbeteiligungen angestrebten Wachstumsziele, Skaleneffekte, Kosteneinsparungen, Entwicklungs-, und Produktions- oder Vertriebsziele oder sonstigen Ziele nicht oder nur unzureichend zeit- und budgetkonform verwirklichen lassen. Darüber hinaus könnten erwartete Synergien nicht eintreten, ein zu hoher Kaufpreis gezahlt oder unvorhergesehene Restrukturierungsaufwendungen erforderlich werden. Außerdem besteht das Risiko, dass Investitionsprojekte durch staatliche Behörden oder Gerichte verzögert oder gänzlich unmöglich gemacht werden, z. B. weil erforderliche Genehmigungen nicht erteilt werden.

Die Strategie der Gesellschaft könnte in Zukunft neben Investitionen in das Kerngeschäft der Gesellschaft auch Akquisitionen und Desinvestitionen umfassen. Der Erfolg von Akquisitionen hängt davon ab, Unternehmen, die das Geschäft der Uniper Gruppe sinnvoll ergänzen, erfolgreich zu identifizieren, zu erwerben und zu integrieren. Es besteht vor allem das Risiko, dass die tatsächliche Rendite einer getätigten Akquisition oder Investition hinter der erwarteten Rendite zurückbleibt. Zudem stehen geplante Akquisitionen in vielen Ländern und Regionen unter dem Vorbehalt einer kartellrechtlichen oder sonstigen staatlichen Überprüfung, die gegebenenfalls eine geplante Transaktion blockieren kann. Um notwendige Zustimmungen für Akquisitionen zu erhalten, könnte die Uniper Gruppe ferner von Behörden aufgefordert werden, andere Teile ihres Geschäftes zu veräußern oder Zugeständnisse zu machen, die das Geschäft der Uniper Gruppe wesentlich beeinflussen und sich letztlich als nachteilig erweisen könnten.

Zudem kann nicht gewährleistet werden, dass es der Uniper Gruppe gelingt, erworbene Unternehmen in das vorhandene Geschäft zu integrieren sowie zukünftige Marktentwicklungen oder regulatorische Veränderungen richtig zu beurteilen. Akquisitionen und Investitionen in neue geographische Gebiete oder Geschäftsbereiche (z. B. in Dubai) beinhalten zudem das Risiko, dass die wirtschaftlichen Risiken im Zusammenhang mit neuen Absatzmärkten oder Wettbewerbern falsch eingeschätzt werden.

Bei Desinvestitionen besteht für die Uniper Gruppe das Risiko, dass die Desinvestition möglicherweise nicht vollzogen wird oder sich zeitlich verzögert. Hinzu kommt, dass die Uniper Gruppe geringere Veräußerungserlöse als erwartet erzielen könnte. Außerdem ergeben sich nach dem Vollzug von Transaktionen Haftungsrisiken im Zusammenhang mit vertraglichen oder gesetzlichen Verpflichtungen oder etwaigen Gerichtsverfahren.

Treten eines oder mehrere dieser Risiken ein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition und die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus steuerlichen Rahmenbedingungen im In- und Ausland, Betriebsprüfungen sowie etwaigen Änderungen des Steuerrechts und einer etwaigen eingeschränkten Nutzbarkeit von latenten Steuern.

Die Uniper Gruppe ist weltweit tätig und unterliegt daher in den jeweiligen Ländern unterschiedlichen steuerlichen Regelungen. Änderungen des Steuerrechts selbst, aber auch Entwicklungen im Bereich der Auslegung und Anwendung von Steuerrechtsnormen könnten höhere Steuerbelastungen und -zahlungen zur Folge haben. Sie könnten auch Auswirkungen auf die Steuerforderungen und -verbindlichkeiten sowie die aktiven und passiven latenten Steuern der Uniper Gruppe haben. Die Nutzbarkeit von Verlustvorträgen sowie von sonstigen aktivierten Steuerlatenzen und damit auch die Werthaltigkeit der im Kombinierten Abschluss der Uniper SE für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 sowie im Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE zum 30. Juni 2016 aktivierten latenten Steuern sind von der jeweiligen nationalen Steuergesetzgebung abhängig. Die Höhe der Verlustvorträge sowie der sonstigen aktivierten Steuerlatenzen und der darauf gebildeten latenten Steuern kann ebenfalls aufgrund von noch laufenden bzw. zukünftigen Betriebsprüfungen beeinflusst werden. Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn davon auszugehen ist, dass künftig ausreichend steuerpflichtiges Einkommen zur Verfügung steht. Da künftige Geschäftsentwicklungen nicht sicher vorhergesagt werden können und sich teilweise der Steuerung durch die Unternehmensleitung entziehen, sind Annahmen zur Schätzung des künftigen steuerpflichtigen Einkommens sowie des Zeitpunktes der Realisierung von aktiven latenten Steuern erforderlich. Sofern die Uniper Gruppe davon ausgeht, dass aktive latente Steuern teilweise oder vollständig nicht mehr realisiert werden können, erfolgt eine Wertberichtigung in entsprechender Höhe. Grundsätzlich werden bei den Gesellschaften der Uniper Gruppe regelmäßige Betriebsprüfungen durchgeführt. Die Betriebsprüfungen der meisten deutschen Gesellschaften der Uniper Gruppe sind bereits bis 2007 abgeschlossen bzw. stehen unmittelbar vor ihrem Abschluss durch die Finanzbehörden. Darüber hinaus läuft derzeit die Betriebsprüfung für die Wirtschaftsjahre 2008 bis 2011. Die Uniper Gruppe kann nicht ausschließen, dass die Finanzbehörden infolge laufender oder künftiger Steuer- oder Betriebsprüfungen und/oder aufgrund von Urteilen zu laufenden gerichtlichen Verfahren Steuern festsetzen werden, die zu höheren steuerlichen Belastungen für die Gesellschaft oder eine ihrer Tochtergesellschaften führen oder die hierfür gebildeten Rückstellungen übersteigen. Höhere steuerliche Belastungen könnten etwa daraus resultieren, dass Finanzbehörden im Zusammenhang mit der Veräußerung von Unternehmen und Unternehmensteilen nachträglich zu einer anderen steuerrechtlichen Beurteilung des Veräußerungsvorgangs kommen. Eine höhere steuerliche Belastung könnte sich u. a. auch ergeben, wenn die Finanzverwaltung etwaige Einkommensanpassungen vornimmt oder die Festsetzung der internen Verrechnungspreise zwischen den Konzernunternehmen oder sonstige Ertragsausgleiche nicht anerkennt.

Der deutsche Teil der Uniper Gruppe war vor der Abspaltung überwiegend Teil einer ertrag- und umsatzsteuerlichen Organschaft mit der E.ON SE. Nach deutschem Steuerrecht besteht daher das Risiko, dass die betreffenden Gesellschaften der Uniper Gruppe als (ehemalige) Organgesellschaften für solche Steuern des Organträgers E.ON SE in Haftung genommen werden, die während des Bestehens des Organschaftsverhältnisses zwischen der E.ON SE und den betreffenden Gesellschaften entstanden sind. Dabei kann insbesondere nicht ausgeschlossen werden, dass die

betreffenden Gesellschaften der Uniper Gruppe auch für solche Steuern des Organträgers E.ON SE in Anspruch genommen werden, die im Rahmen der ertrag- bzw. umsatzsteuerlichen Organschaft durch Gesellschaften verursacht wurden, die nicht Bestandteil der Uniper Gruppe sind. Eine Inanspruchnahme der betreffenden Gesellschaften der Uniper Gruppe als Haftungsschuldner kann auf Ebene der Uniper Gruppe somit zu einer erhöhten Belastung führen.

Für Gesellschaften der Uniper Gruppe, die bis zum 31. Dezember 2015 zum ertragsteuerlichen Organkreis der E.ON SE gehörten, trägt die E.ON SE als Organträgerin die Ertragsteuern für Veranlagungszeiträume bis einschließlich 2015. Insoweit sind lediglich positive Folgeeffekte auf Basis der Rahmenvereinbarung von der Gesellschaft an E.ON SE auszugleichen.

Ergibt sich aus den oben beschriebenen Faktoren ein wesentlicher Anstieg der Steuerlast der Uniper Gruppe, so könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Änderungen von Rechnungslegungsstandards (einschließlich in Bezug auf die Segmentberichterstattung).

Die künftigen Konzernabschlüsse der Uniper Gruppe werden nach den International Financial Reporting Standards („IFRS“), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den Interpretationen des International Financial Reporting Standards Interpretations Committee („IFRS IC“), die bis zum Ende der Berichtsperiode von der EU-Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden, sowie den zusätzlich geltenden handelsrechtlichen Rechnungslegungsregeln gemäß § 315a Handelsgesetzbuch („HGB“) aufgestellt. Diese Standards und Grundsätze könnten von dem jeweiligen Standardsetzer und/oder Gesetzgeber geändert werden.

Änderungen von Rechnungslegungsstandards könnten die Uniper Gruppe dazu veranlassen, ihre Finanzberichterstattung zu ändern. Hierbei könnte das Risiko bestehen, dass sich durch geänderte Rechnungslegungsstandards negative Effekte auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ergeben.

Darüber hinaus unterliegt die Rechnungslegung von Unternehmen, die am Regulierten Markt in Deutschland notiert sind, regelmäßigen Überprüfungen durch die Deutsche Prüfstelle für Rechnungslegung e.V. (DPR). Sollten sich aus einer solchen Überprüfung die Rechnungslegung der Uniper Gruppe betreffende Feststellungen ergeben, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus derivativen Finanzinstrumenten, die zu Absicherungszwecken und zum Eigenhandel eingesetzt werden.

Die Uniper Gruppe ist im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit Marktpreis-, Währungs- und Zinsrisiken ausgesetzt. Um Marktpreis-, Währungs- und Zinsrisiken abzusichern sowie für Eigenhandelszwecke schließt die Uniper Gruppe übliche derivative Finanzinstrumente mit Finanzinstituten, Brokern, Clearinghäusern der Strombörsen und Drittkunden ab. Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Zins-/Währungsswaps im Devisenbereich sowie Zinsswaps und -optionen im Zinsbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Rohstoff-Bereich umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte.

Derivative Finanzinstrumente sind mit Risiken verbunden und es kann nicht ausgeschlossen werden, dass die zu Absicherungszwecken und zum Eigenhandel eingesetzten derivativen Finanzinstrumente nicht den gewünschten Erfolg bringen. Darüber hinaus enthalten derivative Finanzinstrumente auch ein Kontrahentenausfallrisiko, welches insbesondere auf Portfoliobasis berücksichtigt werden muss. Sollten eingesetzte derivative Finanzinstrumente sich als nicht ausreichend zur Absicherung von Marktpreis-, Währungs- und Zinsrisiken erweisen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

Im Rahmen ihrer Energiehandelstätigkeit schließt die Uniper Gruppe Energiehandelskontrakte vornehmlich zum Zweck des Preisrisikomanagements ab. Preisänderungsrisiken resultieren im Wesentlichen aus der Beschaffung und Veräußerung von Strom und Gas (daneben auch aus der Beschaffung von Brennstoffen (Kohle und Öl) sowie von CO₂-Zertifikaten). Die Uniper Gruppe versucht sich gegen diese Risiken mit geeigneten Instrumenten, z. B. Forwards, Futures, Swaps und Optionen, abzusichern. Diese Absicherungen könnten sich jedoch im Nachhinein als unzureichend erweisen.

Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Nachschussforderungen (*margin calls*) im Zusammenhang mit Handels- und Hedging-Geschäften.

Die Uniper Gruppe nimmt an den internationalen Großhandelsmärkten für Energie, z. B. für Strom, Erdgas, Kohle und für Emissionsrechte sowohl als Verkäufer, als auch als Käufer von Positionen teil. Dabei schließt die Uniper Gruppe Geschäfte sowohl über Energie- und Warenbörsen, als auch außerbörslich (*over the counter* – „**OTC**“) ab, um die Verwertung von Kraftwerkskapazitäten und den Einkauf von Vertriebsmengen zu optimieren und abzusichern. Zusätzlich tätigt die Uniper Gruppe innerhalb enger, klar definierter Grenzen Eigengeschäfte zur Erzielung zusätzlicher Erträge. Die Uniper Gruppe könnte bei vollzogenen Geschäften, die über Börsen oder mit bilateraler Nachschusspflicht (*Margining*) erfolgen, zur Erfüllung von Nachschussforderungen (*margin calls*) verpflichtet sein. Auch wenn hierdurch der Wert des Geschäfts nicht beeinträchtigt wird und dadurch das Kreditrisiko beseitigt wird, könnte dies die Liquiditätsposition der Uniper Gruppe wesentlich beeinträchtigen.

Die Uniper Gruppe unterliegt Risiken der Änderung der rechtlichen Rahmenbedingungen im Zusammenhang mit ihren Handels- und Hedging-Geschäften, die ihr Geschäft wesentlich nachteilig beeinträchtigen könnten. Nachschussforderungen könnten sich wesentlich nachteilig auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

2.5.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Liquiditäts- und Refinanzierungsbedarf und einer möglichen Veränderung des Ratings.

Die Uniper Gruppe ist davon abhängig, in ausreichendem Maß über Kreditlinien bei Banken und Zugang zu den Kapitalmärkten sowie freie Zahlungsmittel zu verfügen, um ihren laufenden und künftigen finanziellen Verpflichtungen nachzukommen.

Die Gesellschaft hat derzeit ein langfristiges Investmentgrade Rating BBB⁻¹ mit stabilem Ausblick von der Ratingagentur Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited („**Standard & Poor's**“). Das Rating ist von wesentlicher Bedeutung sowohl für die Refinanzierungskosten der Gesellschaft, als auch für die Möglichkeit, Handelsgeschäfte zur Absicherung überhaupt oder zu angemessenen Konditionen abzuschließen. Sollte es zu einer Herabstufung des Ratings der Gesellschaft kommen, könnte sich dies nachteilig auf die Fähigkeit der Gesellschaft auswirken, Finanzmittel an den Kapital- und Kreditmärkten überhaupt oder zu angemessenen Finanzierungskosten aufzunehmen. Auch wäre die Gesellschaft unter Umständen nicht mehr in der Lage, im bisherigen Umfang und/oder zu den bisherigen Konditionen Hedging-Geschäfte zur Absicherung von Preis-, Zins- oder Währungsrisiken abzuschließen. Mögliche Kontrahenten könnten aufgrund einer Herabstufung des Ratings nur noch in eingeschränktem Umfang oder überhaupt nicht mehr bereit sein, Handels- und Hedging-Geschäfte mit der Gesellschaft abzuschließen. Darüber hinaus könnten zukünftige Herabsetzungen des Ratings der Gesellschaft zum Entstehen neuer oder zur Fälligestellung bereits bestehender Finanzverbindlichkeiten führen, da in diesem Fall bestimmte Finanzierungsinstrumente wie Darlehen oder Schuldverschreibungen der Gesellschaft außerordentlich gekündigt werden könnten. Außerdem besteht bei einer Herabstufung des Ratings der Gesellschaft das Risiko, dass sie für bestehende und zukünftige Finanz-, Handels-, und Liefergeschäfte zusätzliche Geld- oder Wertpapiersicherheiten bestellen bzw. zusätzliche Kreditgarantien gewähren muss. Dies könnte dazu führen, dass es für die Gesellschaft schwierig oder unmöglich wird, sich an den Kapitalmärkten zu refinanzieren.

Soweit sich die Liquiditätslage oder das Rating der Gesellschaft verschlechtert, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

¹ Gesellschaften mit dem Rating BBB- werden von Standard & Poor's als Gesellschaften angesehen, die in angemessener Weise in der Lage sind, ihren finanziellen Verpflichtungen nachzukommen. Die Agentur Standard & Poor's hat ihren Sitz in der EU und ist gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1060/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. September 2009 über Ratingagenturen, in der jeweils geltenden Fassung, registriert.

2.5.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Ausfällen von Kontrahenten.

Die Uniper Gruppe ist auch im Falle der Vermarktung der aus Eigenerzeugung stammenden Energiekapazitäten sowie bei jeglichen sonstigen Handels- oder Hedging-Geschäften (z. B. in Bezug auf Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, Währungen oder Zinsen) sowohl dem Kontrahentenausfallrisiko, als auch Marktpreisrisiken ausgesetzt. Sollte ein Handelspartner ausfallen, etwa durch Insolvenz, wäre die Uniper Gruppe neben dem Ausfallrisiko in Bezug auf diesen Handelspartner auch dem Wiederabsatz- bzw. Wiedereindeckungsrisiko (d. h. Marktrisiko) ausgesetzt, da die entsprechende Handelsposition zu dem dann aktuellen Marktpreis veräußert bzw. eingedeckt werden muss. Neben dem Kontrahentenausfallrisiko bei Handels- und Hedging-Geschäften ist die Uniper Gruppe einem allgemeinen Ausfallrisiko gegenüber Lieferanten und Kunden ausgesetzt. Auf dem russischen Großhandelsmarkt resultieren für die Uniper Gruppe zudem besondere Kontrahentenausfallrisiken aus den zunehmenden Zahlungsausfällen von Kunden im Zuge der derzeitigen wirtschaftlichen Krise in Russland sowie dem Umstand, dass Erzeuger ihre Abnehmer nicht frei wählen und den Verkauf von Strom und Kapazitäten an Nichtzahler somit nicht ohne Weiteres einstellen können. Zudem kann nicht ausgeschlossen werden, dass die Uniper Gruppe einem erhöhten Ausfallrisiko ihrer in Großbritannien ansässigen Vertragspartner ausgesetzt ist, welches sich nach der Volksabstimmung zum Austritt aus der EU u. a. als Folgewirkung aus der Herabstufung des Ratings Großbritanniens durch mehrere Ratingagenturen ergeben könnte.

Unsicherheiten hinsichtlich der Bewertung von Kontrahentenausfallrisiken ergeben sich für die Uniper Gruppe im Zusammenhang mit der Entscheidung des Bundesgerichtshof („BGH“) vom 9. Juni 2016 (IX ZR 314/14) zur insolvenzrechtlichen Wirksamkeit von vertraglichen Nettingvereinbarungen. Der BGH hat in seiner Entscheidung die im Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte enthaltene vertragliche Nettingvereinbarung für unwirksam gehalten, soweit die darin vorgesehene Berechnungsmethode von der gesetzlichen Regelung des § 104 der Insolvenzordnung („InsO“) abweicht. Darüber hinaus präzisierte der BGH die Voraussetzungen hinsichtlich des Markt- oder Börsenpreises und fordert die Möglichkeit einer Ersatzeindeckung. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass über dieses Urteil hinaus bzw. in der Folge auch die Verrechnung aller Geschäfte unter einem Rahmenvertrag zu einem Nettobetrag insgesamt einschränkend ausgelegt wird und dass diese Entscheidung über den Einzelfall hinaus Auswirkungen auf die Akzeptanz relevanter Rahmenverträge im Markt und bei den Aufsichtsbehörden hat.

Im Fall der (Teil-)Unwirksamkeit vertraglicher Nettingvereinbarungen zwischen der Uniper Gruppe und ihren Kontrahenten besteht für die Uniper Gruppe zum einen das Risiko einer Erhöhung der mit der Insolvenz des Kontrahenten verbundenen Risiken, da in diesem Fall die für die Uniper Gruppe je nach Wertentwicklung eventuell nachteiligen Berechnungsvorschriften der InsO direkte Anwendung fänden. Zum anderen kann nicht ausgeschlossen werden, dass es für die Uniper Gruppe zumindest in Zukunft schwieriger werden könnte, überhaupt oder zu vergleichbaren Konditionen Vertragspartner für den Abschluss von Finanztermingeschäften zu finden, da auch die andere Vertragspartei dem Risiko ausgesetzt ist, dass im Fall der Insolvenz der Uniper Gruppe die je nach Wertentwicklung eventuell nachteiligen Berechnungsvorschriften der InsO direkte Anwendung fänden.

Der Eintritt jedes der vorstehend beschriebenen Risiken könnte erheblich nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus einem möglicherweise unzureichenden Versicherungsschutz.

Die Uniper Gruppe hat verschiedene Betriebsversicherungen abgeschlossen, u. a. eine Betriebs- und Umwelthaftpflichtversicherung nebst einer Umweltschadenversicherung sowie Sachversicherungen wie eine Gebäude- und Feuerversicherung, die marktüblichen Haftungsausschlüssen unterliegen (z. B. kein Versicherungsschutz bei vorsätzlichem Handeln). Darüber hinaus besteht eine Vermögensschadenhaftpflichtversicherung, die Versicherungsschutz für die Mitglieder von Organen bei Inanspruchnahme aufgrund von Schäden gewährt, die diese durch eine Pflichtverletzung verursacht haben und für die sie persönlich einstehen müssen („D&O Versicherung“).

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass der Uniper Gruppe Schäden entstehen, die durch ihre Versicherungen nicht gedeckt sind, für die die Versicherungsgesellschaften Versicherungsschutz ablehnen oder die die Deckungssumme übersteigen. Gerade in jüngerer Vergangenheit haben

Großschäden im Kraftwerksbestand jedenfalls für einen Teil des Versicherungsportfolios das Risiko erhöht, dass die zu leistenden Versicherungsprämien steigen könnten oder sich die Versicherungsbedingungen anderweitig verschlechtern. Zudem besteht das Risiko, dass es der Uniper Gruppe nicht gelingen wird, auch künftig die mit ihrer Geschäftstätigkeit einhergehende Risiken im gleichen Umfang zu versichern, oder dass ihr das nur zu höheren Prämien möglich ist.

Sollten der Uniper Gruppe Schäden entstehen, für die kein oder nur ein unzureichender Versicherungsschutz besteht, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.9 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Struktur des extern verwalteten schwedischen Fonds für nukleare Abfälle.

Die Uniper Gruppe betreibt über ihr Segment Europäische Erzeugung derzeit zwei Siedewasserreaktoren in Oskarshamn, Schweden, von denen ein Reaktorblock ab Juni 2017 in die Nachbetriebsphase gehen soll. Ein dritter Siedewasserreaktor wurde bereits im Geschäftsjahr 2015 stillgelegt. Weiterhin stehen zwei stillgelegte, noch nicht zurückgebaute Kernkraftwerksblöcke am Standort Barsebäck, Schweden, im Eigentum der Uniper Gruppe. Darüber hinaus hält die Uniper Gruppe Minderheitsbeteiligungen an sieben weiteren Reaktorblöcken in Schweden, die sich in Ringshals und Forsmark befinden. Eine Endlagerung von radioaktiven Abfällen darf in Schweden nur in dafür genehmigten Endlagern erfolgen. Der Standort für die Endlagerung für abgebrannte Brennelemente wurde 2009 von der Svensk Kärnbränslehantering AB („**SKB AB**“), einem Tochterunternehmen der schwedischen Kraftwerksbetreiber, festgelegt. Die SKB AB bemüht sich seit 2011 um eine Genehmigung zum Betrieb eines solchen Endlagers. Der Genehmigungsprozess dauert an und eine Genehmigung wurde bislang noch nicht erteilt. Die Erweiterung des in Betrieb befindlichen Endlagers für schwach- und mittelaktive Abfälle aus dem Rückbau der kerntechnischen Anlagen wurde 2014 beantragt. Die Standortwahl für ein Endlager für mittelaktive Abfälle mit langlebigen Nukliden steht noch aus. Derzeit werden diese Abfälle, wie z. B. Kerneinbauten, in Zwischenlagern in Schweden aufbewahrt.

Die Abgaben zur Deckung des gesamten schwedischen Entsorgungsmodells, das insbesondere die Exploration, die Erstellung, den Betrieb und die Stilllegung von Endlagern, die Entwicklung geeigneter Endlagerbehälter, die Bereitstellung der Logistik zwischen den Standorten und den Endlagern, den Betrieb des Nasszwischenlagers für abgebrannte Brennelemente sowie die Kosten für Stilllegungen bzw. den Rückbau aller Kernkraftwerke (einschließlich von Forschungsreaktoren) beinhaltet, wird in Schweden durch das Gesetz zur Finanzierung des Umgangs mit Reststoffen aus nuklearen Aktivitäten (*Lag om finansiella åtgärder för hanteringen av restprodukter från kärntechnisk verksamhet* „**GFURA**“) und der dazugehörigen Verordnung geregelt. Nach diesen Regelungen ist jeder Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber verpflichtet, einen Beitrag pro erzeugter Kilowattstunde („**kWh**“) zu zahlen, der zur Zeit ca. 0,04 SEK/kWh beträgt und in einem Turnus von drei Jahren von der SKB AB neu berechnet und nachfolgend von der schwedischen Regierung unter Berücksichtigung einer Empfehlung der Strahlenschutzbehörde (*Strålsäkerhetsmyndigheten*, „**SSM**“) der Höhe nach festgelegt wird. Die nächste Entscheidung über eine Anpassung dieses Beitrags wird für Ende 2017 erwartet. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein höherer Beitrag festgelegt wird, u. a. auch aufgrund antizipierter Kostenerhöhungen für Rückbau, Transport, Zwischen- und Endlagerung sowie vorzeitiger Stilllegung der Kernkraftwerksblöcke Oskarshamn 1 im Jahr 2017 und Oskarshamn 2 im Jahr 2015. Diese Beitragserhöhung führt ggf. zu höheren Rückstellungsdotierungen im Jahr 2016 und voraussichtlich höheren Mittelabflüssen für die Beiträge ab 2018.

Für Anlagen, die sich im Nachbetrieb bzw. in der Stilllegung befinden, wird der durch die Regierung bestimmte anteilige Beitrag wie im Fall des Kernkraftwerks in Barsebäck direkt erhoben. Die eingenommenen Beträge werden in dem Fonds für nukleare Abfälle (*Kärnavfallsfonden* – „**KAF**“) von einer Regierungsbehörde verwaltet. Im Geschäftsjahr 2015 belief sich der Erstattungsanspruch gegenüber dem KAF auf € 2.281 Mio. Ferner sieht das GFURA vor, dass Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber dem Staat Sicherheiten für die zukünftigen Kosten für abgebrannte Nuklearabfälle stellen müssen, den sog. „**Finanzierungsbetrag**“. Zudem müssen Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber dem Staat Sicherheiten für die zukünftigen Kosten für abgebrannte Nuklearabfälle infolge ungeplanter Ereignisse stellen, den sog. „**Ergänzungsbetrag**“. Derzeit werden die Sicherheiten in Form von Garantien der Muttergesellschaft durch die E.ON Sverige AB gestellt. Darüber hinaus entscheidet die schwedische Reichsschuldenverwaltung („**RSV**“) alle drei Jahre über das Kreditrisiko des Staates im Zusammenhang mit den Sicherheiten. Vor dem Hintergrund dieses Kreditrisikos kann die RSV

beschließen, dass der Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber eine Risikogebühr zahlen muss, die den geschätzten Kosten des Staates aufgrund des Kreditrisikos des Garantiegebers entspricht. Bisher wurde von den Kernkraftanlagen-Lizenzinhabern keine solche Risikogebühr verlangt. Die Uniper Gruppe hat bislang keine Rückstellungen für die Risikogebühr gebildet. In einer von der SSM für die schwedische Regierung erstellten Untersuchung zum GFURA aus dem Jahr 2013 empfiehlt die SSM die Abschaffung der Risikogebühr. Es ist jedoch noch nicht entschieden, ob diese Empfehlung umgesetzt wird.

Für die in Schweden aus der gesetzlichen Verpflichtung zur Stilllegung bzw. zum Rückbau sowie zur Entsorgung der abgebrannten Brennelemente und radioaktiven Reststoffe sowie der Rückbauabfälle resultierenden Kosten (einschließlich der Kosten im Hinblick auf End- und Zwischenlager) haben die Betreiber Rückstellungen zu bilden. Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den jeweiligen Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet. Darüber hinaus deckt die E.ON Sverige AB durch Garantien zu 100 % den Finanzierungsbetrag für die Barsebäck Kraft AB, Lizenzinhaberin der stillgelegten Kraftwerke in Barsebäck, zu 54,5 % den Finanzierungsbetrag sowie den Ergänzungsbetrag für die Oskarshamns Kraftgrupp AB, Lizenzinhaberin der Kraftwerke in Oskarshamn, und zu 9,863 % den Finanzierungsbetrag sowie den Ergänzungsbetrag für die Forsmarks Kraftgrupp AB, Lizenzinhaberin der Kraftwerke in Forsmark, ab. Insgesamt liegen zum 30. Juni 2016 Garantien in Höhe von SEK 8,3 Mrd. (Stand 30. Juni 2016: etwa € 884 Mio.) vor. Diese Garantien sollen an die Uniper Gruppe übertragen werden. Bis zur Übertragung bzw. für den Fall, dass eine Übertragung nicht möglich sein sollte, stellt eine schwedische Tochtergesellschaft der Uniper Gruppe, die Sydkraft AB, die E.ON Sverige AB von einer etwaigen Inanspruchnahme im Rahmen der Garantien frei. Sollten sich die Bemühungen um eine Übertragung der Garantien in Schweden von der E.ON Sverige AB auf die Sydkraft AB nicht als erfolgreich erweisen, könnte die Gesellschaft nach einer zwischen der Gesellschaft und der E.ON SE bestehenden Rahmenvereinbarung verpflichtet sein, die Garantien selbst oder durch eine andere Gesellschaft der Uniper Gruppe abzulösen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass sich die bei der Bemessung der Rückstellungen oder der Garantien zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen, etwa aufgrund sinkender Zinsen, als unrichtig erweisen oder sich die den Annahmen zugrunde gelegten Umstände nachträglich ändern und damit die existierenden Rückstellungen oder Garantien (zukünftig) für nicht mehr ausreichend erachtet werden, um die tatsächlich entstehenden Rückbau-, Stilllegungs- oder Endlagerungskosten in Schweden abzudecken. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der bisher ungeklärten Situation in Bezug auf die Endlagerung. Es kann ebenfalls nicht ausgeschlossen werden, dass durch gesetzliche Maßnahmen in Schweden die Rückstellungen oder Garantien erhöht oder zur Absicherung der oben genannten Kosten weitere Vermögenswerte aus der Uniper Gruppe auf Dritte (etwa einen externen Fonds) übertragen werden müssen. Weiterhin besteht das Risiko, dass sich aufgrund der allgemeinen Zinsentwicklung unter Berücksichtigung der Veränderung der Kostensteigerungsannahmen auf die im KAF gesammelten Rücklagen weniger Überschüsse als angenommen erwirtschaften lassen.

Sollten sich in Schweden die tatsächlichen oder rechtlichen Rahmenbedingungen für die Stilllegung bzw. den Rückbau der Kernkraftwerke oder die Endlagerung radioaktiver Abfälle dergestalt verändern, dass die Kosten steigen und die Rückstellungen oder Garantien der Uniper Gruppe als nicht ausreichend bewertet werden, oder sollten sich die gesetzlichen Anforderungen in Schweden an die Höhe der Rückstellungen oder Garantien verschärfen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.10 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus weiteren Abschreibungen auf Vermögenswerte, trotz planmäßiger Abschreibungen und hoher Wertminderungen in der Vergangenheit.

Die Uniper Gruppe wies zum 31. Dezember 2015 eine Bilanzsumme von € 63.523 Mio. und zum 30. Juni 2016 eine Bilanzsumme von € 42.985 Mio. auf. Nach den Vorgaben der IFRS sind für bestimmte Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten oder Goodwill Werthaltigkeitstests (sog. *Impairment Tests*) durchzuführen. Diese erfolgen jährlich oder aus konkretem Anlass, sofern Anhaltspunkte für eine Wertminderung vorliegen. Eine derartige Wertminderung liegt vor, wenn der erzielbare Betrag eines Vermögenswerts niedriger ist als dessen Buchwert. Der erzielbare Betrag drückt den künftigen Wertbeitrag des Vermögenswertes oder einer Gruppe von Vermögenswerten oder Goodwill aus und ist als Zukunftswert zu bestimmen. Der Buchwert ist der Betrag, mit dem ein Vermögenswert, eine Gruppe von Vermögenswerten oder Goodwill in der Bilanz nach Abzug aller der auf ihn entfallenden kumulierten Abschreibungen und kumulierten Wertminderungsaufwendungen

angesetzt wird. Zur Bestimmung des erzielbaren Betrags können verschiedene Bewertungsverfahren angewandt werden, deren konkrete Ausgestaltung und Durchführung in den IFRS geregelt ist. Die angewandten Parameter bzw. Eingangsdaten zur Bewertung beruhen teilweise auf Schätzungen, die Unsicherheiten unterliegen und sich im Zeitverlauf ändern könnten. Es besteht das Risiko, dass getroffene Annahmen später angepasst oder korrigiert werden und negative Wertberichtigungen nach sich ziehen, mit der Folge, dass die Uniper Gruppe Vermögenswerte außerplanmäßig abschreiben oder Drohverlustrückstellungen bilden muss.

Insbesondere ein weiterer Rückgang der Nachfrage nach Energie aus konventionellen Kraftwerken, etwa durch Zugewinn von Marktanteilen der Erneuerbaren Energien, und damit verbundene Erlösminderungen sowie Preisschwankungen und regulatorische Änderungen wie der Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Kohle oder die Erhebung von zusätzlichen Abgaben auf Erzeugungseinheiten könnten dazu führen, dass die Uniper Gruppe zukünftig weitere außerplanmäßige Abschreibungen auf Kraftwerksanlagen vornehmen muss. Das Risiko wird dadurch verstärkt, dass im Markt bereits derzeit Überkapazitäten in Bezug auf einige konventionelle Kraftwerksanlagen bestehen und die Uniper Gruppe hinsichtlich der Stilllegung einzelner Kraftwerke gesetzliche Beschränkungen zu beachten hat. Im Segment Globaler Handel können Preisschwankungen oder Verschlechterungen der erwarteten Margen auch künftig zu Wertminderungen von Vermögenswerten führen. Der möglicherweise weitere Rückgang des sog. Sommer-/Winter-Spreads oder verschlechterte Ertragsprognosen für die Gasspeicherinfrastruktur könnten zu weiteren außerplanmäßigen Abschreibungen in Bezug auf Gasspeicher führen. Im Segment Europäische Erzeugung können insbesondere die Diskussionen in mehreren europäischen Ländern zu einem Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Kohle oder die Erhebung von zusätzlichen Abgaben für solche Erzeugungseinheiten für die Abschreibungen ausschlaggebend werden.

Eine für die Uniper Gruppe nachhaltig negative Entwicklung der Marktbedingungen oder eine weitere Veränderung der für die Beurteilung der Marktbedingungen maßgeblichen Faktoren könnten zu Wertminderungen der Vermögenswerte der Uniper Gruppe und in der Folge zu zusätzlichen außerplanmäßigen Abschreibungen führen, die wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben könnten.

2.5.11 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus ihren Pensionszusagen.

Innerhalb der Uniper Gruppe existieren für den Großteil der Arbeitnehmer Pensionszusagen im Rahmen der betrieblichen Altersvorsorge. Zum 30. Juni 2016 stand den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper Gruppe in Höhe von € 3,2 Mrd. ein Planvermögen mit einem Marktwert von € 2,0 Mrd. gegenüber. Die bilanzierte Pensionsrückstellung betrug somit zum 30. Juni 2016 insgesamt € 1,2 Mrd. Neben den Verpflichtungen aus betrieblicher Altersvorsorge bestehen weitere Verpflichtungen gegenüber Arbeitnehmern in Form von Deputaten, Altersteilzeit- und Vorruhestandszusagen.

Abweichungen von den versicherungsmathematischen Annahmen, die den Bewertungen dieser Verpflichtungen zugrunde liegen, etwa infolge einer ungünstigen Zinsentwicklung, einer stärker als erwartet ansteigenden Lebenserwartung, einer hohen Inflation, geänderter rechtlicher Anforderungen für Zusagen oder einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens oder auch infolge eines ungünstigen Zusammentreffens dieser Faktoren, könnten einen Anstieg des Rückstellungsbetrags der Uniper Gruppe zur Folge haben. Sollten die Verpflichtungen nicht durch das Planvermögen gedeckt sein, ist die Uniper Gruppe gezwungen, die Verpflichtungen aus ihren Gewinnen zu erfüllen.

Sollte eines der vorstehend beschriebenen Risiken eintreten, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition und die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.12 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus den vertraglichen Ausgleichsverpflichtungen in Bezug auf das Volumen der Gasreserven im russischen Gasfeld Yushno Russkoje.

Die Uniper Gruppe ist über ihre Beteiligung von knapp 25 % (Stand 30. Juni 2016) an der russischen Gesellschaft OAO Severneftegazprom („SNGP“) am russischen Gasfeld Yushno Russkoje beteiligt. Die Beteiligung wurde mit der vertraglichen Annahme erworben, dass das Gasfeld über nachgewiesene und wahrscheinliche Gasreserven (sog. „2P-Reserven“) in Höhe von insgesamt 610 Mrd. Kubikmeter („m³“) verfügt. Die Uniper Gruppe hat mit Gazprom, welche mehrheitlich am

Gasfeld beteiligt ist, eine Vereinbarung getroffen, die Ausgleichszahlungen zwischen der Uniper Gruppe und Gazprom bei Abweichungen zwischen angenommenem und tatsächlichem Volumen der Gasreserven in Yushno Russkoje vorsieht. Der tatsächliche Umfang der Gasvorräte in Yushno Russkoje soll im Jahr 2023 festgestellt werden. Je nachdem, ob dabei höhere oder geringere als die im Vertrag unterstellten 610 Mrd. m³ 2P-Reserven festgestellt werden, könnte entweder die Uniper Gruppe zu Ausgleichszahlungen an Gazprom verpflichtet sein, oder Gazprom zu Ausgleichszahlungen an die Uniper Gruppe. Eventuellen Ausgleichzahlungsverpflichtungen der Uniper Gruppe an Gazprom würden grundsätzlich höhere zukünftige Absatzmengen aufgrund der höheren Gasproduktion gegenüberstehen. Jedoch könnten sich Ausgleichzahlungsverpflichtungen zumindest kurzfristig wegen Inkongruenz der Zahlungsströme nachteilig auf die Geschäftsentwicklung der Uniper Gruppe auswirken.

Der Eintritt des vorstehend beschriebenen Risikos könnte daher wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.13 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Beteiligung an der brasilianischen Gesellschaft ENEVA S.A. und der Beteiligung am Kohlekraftwerk Pecém II.

Anfang Dezember 2014 hat der brasilianische Energieversorger ENEVA S.A. („ENEVA“), an welchem die Uniper Gruppe mit 42,9 % (zum 31. Dezember 2014) beteiligt war, aufgrund externer Marktfaktoren, wachsender Finanzierungsschwierigkeiten und der verzögerten Inbetriebnahme von Kraftwerken sowie der daraus resultierenden regulatorischen Verpflichtung, Strom am Markt einzukaufen, ein Gläubigerschutzverfahren bei den zuständigen brasilianischen Behörden beantragt, um die Verschuldung der Gesellschaft zu restrukturieren. Wesentlicher Bestandteil des Restrukturierungsverfahrens war eine Kapitalerhöhung, durch die ein Teil der Verschuldung in Eigenkapital umgewandelt wurde. In diesem Zusammenhang wurde der Anteil der Uniper Gruppe an ENEVA auf 12,3 % (Stand 30. Juni 2016) verwässert. Die Uniper Gruppe stellt weiterhin ein Aufsichtsratsmitglied der ENEVA. Ende März 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt darüber informiert, dass sie mit dem brasilianischen Investmentfond Cambuhy sowie der OGX Petroleo e Gas S.A. Verträge über den Erwerb von deren Beteiligungen an der Parnaiba Gas Natural S.A. abgeschlossen hat. Dieser Erwerb soll über die Einbringung der entsprechenden Beteiligungen im Rahmen einer Kapitalerhöhung der ENEVA erfolgen.

Ende Juni 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt informiert, dass das zuständige Gericht in Brasilien am 29. Juni 2016 die erfolgreiche Beendigung des Gläubigerschutzverfahrens von ENEVA verfügt hat.

Am 2. August 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt weiterhin informiert, dass die am selben Tag abgehaltene außerordentliche Hauptversammlung von ENEVA der im März 2016 angekündigten Kapitalerhöhung zugestimmt hat. Der Vollzug der Kapitalerhöhung wird zu einer weiteren Verwässerung der Beteiligung der Uniper Gruppe an ENEVA führen.

Der strategische Schwerpunkt dieser Beteiligung, die im Zuge der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen in Vorbereitung der Abspaltung auf die Gesellschaft übergegangen ist, liegt seit der oben beschriebenen Restrukturierung auf dem stabilen operativen Betrieb, um die verbleibenden Finanzverbindlichkeiten der ENEVA planmäßig zurückführen zu können. Dabei bestehen Risiken aufgrund der schwierigen wirtschaftlichen Lage in Brasilien und möglicherweise hieraus resultierender negativer Einflüsse auf das regulatorische Umfeld und die operative Geschäftstätigkeit der ENEVA. Da die Uniper Gruppe die ENEVA Beteiligung seit dem vierten Quartal 2015 nur noch als Finanzbeteiligung gehalten hat, beeinflusst das laufende Ergebnis der ENEVA die Gewinn- und Verlustrechnung der Uniper Gruppe weder aktuell noch planerisch. Dennoch könnten z. B. potentielle Klagen von Minderheitsaktionären der ENEVA, Klagen und Rechtsstreitigkeiten oder behördliche Untersuchungen (z. B. auf Grundlage brasilianischen Rechts) und damit verbundene finanzielle Risiken in Bezug auf die Beteiligung an ENEVA in Brasilien nicht ausgeschlossen werden.

Weiterhin hält die Uniper Gruppe eine direkte 50 %ige Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes S.A., die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt. Diese Anlage war von dem oben beschriebenen Gläubigerschutzverfahren nicht betroffen. Die Beteiligung ist den für die Energieerzeugung in Kraftwerken üblichen Risiken ausgesetzt. Darüber hinaus existieren spezifische Risiken, z. B. begrenzte Kühlwasserverfügbarkeit, Ausfall der Kohletransportinfrastruktur sowie unklare regulatorische Vorgaben (z. B. Strafzahlung für Nichtzurverfügungstellung von Kraftwerkskapazitäten, Aufteilung der Kapazität auf den regulierten/

freien Markt). Daneben ergeben sich aus der aktuell angespannten politischen Lage und der schwierigen wirtschaftlichen Situation in Brasilien weitere Risiken aus der Beteiligung an dem Kohlekraftwerk Pecém II.

Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.5.14 Für die Aktionäre der Uniper SE ergeben sich Risiken daraus, dass die Gesellschaft nicht in der Lage sein könnte, Dividenden zu zahlen.

Die Gesellschaft beabsichtigt, an ihre Aktionäre ihrer Dividendenpolitik entsprechend Dividenden aus dem freien Kapitalfluss des operativen Geschäfts auszuschütten. So soll für das Geschäftsjahr 2016 eine Dividende i.H.v. ca. € 200 Mio., d. h. € 0,55 je Aktie (auf der Grundlage von 365.960.000 ausgegebenen Aktien) ausgezahlt werden. Über diese Dividende wird in der Hauptversammlung im Geschäftsjahr 2017 entschieden. Für die folgenden Geschäftsjahre ist eine Dividendenzahlung auf der Grundlage des Free Cash from Operations (Adjusted Funds from Operation abzüglich Auszahlungen für Investitionen in das Anlagevermögen im Zusammenhang mit Ersatzbeschaffungen und Instandhaltungen) vorgesehen. Es ist hinsichtlich der Dividendenzahlung in den folgenden Geschäftsjahren eine Ausschüttung von mindestens 75 % und bis zu 100 % des Free Cash from Operations vorgesehen, wobei der gesamte freie Kapitalfluss (*Total Free Cashflow*) nach der Ausschüttung ausgeglichen oder positiv sein soll.

Die Fähigkeit der Gesellschaft, für die zukünftigen Geschäftsjahre eine Dividende zu zahlen, sowie deren Höhe, hängt insbesondere von der künftigen Vermögens-, Finanz- und Ertragslage und dem Liquiditätsbedarf der Gesellschaft und ihrer Tochtergesellschaften und den zukünftigen steuerlichen, regulatorischen und sonstigen Rahmenbedingungen ab. Dabei können Dividenden nur ausgeschüttet werden, wenn die Gesellschaft ausschüttungsfähige Bilanzgewinne (Jahresabschluss nach HGB) ausweist und diese nicht zur Stärkung der Eigenkapitalbasis sowie zur Aufrechterhaltung oder Verbesserung des Ratings den Rücklagen der Gesellschaft zugeführt werden oder wenn Dividenden aus den Rücklagen der Gesellschaft gezahlt werden können. Da die Gesellschaft selbst nicht operativ tätig ist, sondern ihre Geschäftstätigkeit über Tochtergesellschaften ausübt, hängt ihre Fähigkeit zur Zahlung von Dividenden sowie deren Höhe insbesondere von der Höhe der Gewinnabführung bzw. -ausschüttung ihrer operativen Tochtergesellschaften ab. Die Höhe künftiger Bilanzgewinne kann die Gesellschaft nicht garantieren. Insbesondere lässt die im geprüften Kombinierten Abschluss der Gesellschaft für die am 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre bzw. im ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Gesellschaft für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum dargestellte Vermögens- und Ertragslage keinen Rückschluss auf die Höhe zukünftiger Dividendenzahlungen zu.

Es besteht die Gefahr, dass kurz-, mittel- oder langfristig aufgrund der Vermögens-, Finanz- oder Ertragslage der Gesellschaft oder ihrer Tochtergesellschaften keine Dividende gezahlt werden könnte oder eine solche Dividende hinter der erwarteten Dividendenzahlung für das Geschäftsjahr 2016 zurückbleibt.

2.6 REGULATORISCHE RISIKEN FÜR DAS GESCHÄFT DER UNIPER GRUPPE

2.6.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus behördlichen Eingriffen.

Die Uniper Gruppe berücksichtigt bei der Planung ihrer Geschäftsaktivitäten energiepolitische Ziele. Angesichts der zunehmenden Tendenz zu staatlichen und behördlichen Eingriffen könnten diese jedoch unerwartete, potentiell wesentliche positive oder negative Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe haben. Es existieren zahlreiche verschiedene Formen von möglichen staatlichen Eingriffen und eine Vielzahl von möglichen Wegen für ihre Umsetzung, sodass es schwierig ist, diese bei der Planung der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe im Vorfeld zu beschreiben und zu quantifizieren.

Die für die Überwachung der Energiemärkte zuständigen Behörden können durch Ausübung von gesetzlichen Befugnissen wesentlichen Einfluss auf die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe haben. In Deutschland darf ein Kraftwerk beispielsweise erst nach formaler Anzeige bei der BNetzA und Verstreichen einer in der Regel zwölfmonatigen Wartefrist vorläufig oder endgültig stillgelegt werden. Stuft die BNetzA Kraftwerke als systemrelevant ein, würde deren Stilllegung untersagt, und sie müssten gegen Kostenerstattung für die Leistungsbereitstellung vorgehalten werden. Beispielsweise

durfte die Uniper Gruppe aufgrund einer Anordnung der BNetzA ein Ölkraftwerk in Ingolstadt sowie mehrere Blöcke von Gaskraftwerken, u. a. der Kraftwerke Staudinger in Großkrotzenburg und Irsching bei Vohburg, nicht stilllegen, sondern muss sie für die Zeit der Anordnung als Reserve vorhalten. Diese kann vom Übertragungsnetzbetreiber nach seinem Ermessen abgerufen werden. Der Umfang der Kostenerstattung wird im Sinne der Reservekraftwerksverordnung in Verträgen auf Grundlage der Kostenstruktur der konkreten Anlage nach Abstimmung mit der BNetzA festgelegt. Die Festlegung der erstattungsfähigen Kosten könnte sich jedoch als unzureichend herausstellen, sodass die Kosten, die tatsächlich durch die Bereitstellung entstehen, nicht angemessen kompensiert werden.

Ferner könnten von einer Behörde andere Vorschriften in einer Weise geändert werden, die sich in Form höherer Verwaltungskosten oder verringerter Geschäftsmöglichkeiten nachteilig auf die Uniper Gruppe auswirken könnte, z. B. für die Verwaltung und Rückerstattung von Differenzen zwischen dem prognostizierten und tatsächlichen Verbrauch durch Händler und Lieferanten oder für das ausgleichende Bilanzkreismanagement für Strom und/oder Gas.

Die von der EU-Kommission vorgeschlagenen Änderungen am Kapazitätsallokationsmechanismus des „*Network Access Code*“ könnten das laufende Geschäft der Uniper Gruppe wesentlich negativ beeinflussen bzw. zukünftige Geschäftsmöglichkeiten einschränken.

Andere staatliche Eingriffe wie etwa die zwangsweise Stilllegung von Kraftwerken – möglicherweise im Zusammenhang mit den Bemühungen um eine Dekarbonisierung – könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben. In mehreren europäischen Ländern wurden Maßnahmen zur Reduzierung der Anzahl von Kohlekraftwerken angekündigt oder umgesetzt. Beispielsweise kündigte die britische Regierung Maßnahmen zur Schließung aller Kohlekraftwerke ohne Kohlenstoffbindung- und -speicherung bis zum Jahr 2025 an. Hierdurch besteht das Risiko, dass die Leistung des Kohlekraftwerks der Uniper Gruppe in Ratcliffe-on-Soar, Großbritannien, beschränkt wird, das anderenfalls aufgrund der getätigten Investitionen zur Verlängerung der Laufzeit des Kraftwerks in der Lage wäre, über diesen Zeitpunkt hinaus Strom zu erzeugen.

Auch in den Niederlanden stehen Kohlekraftwerke unter starkem politischem Druck. Im Dezember 2015 wurde vom niederländischen Parlament ein Antrag verabschiedet, in dem die Regierung zur Ausarbeitung von Szenarien für die schrittweise Stilllegung von Kohlekraftwerken unter Berücksichtigung von Aspekten wie Wachstum der Erneuerbaren Energien, rechtlichen und finanziellen Folgen, CO₂-Ausstoß und Innovation aufgefordert wird. Eine Entscheidung über die von der Regierung auszuarbeitenden Szenarien ist zum Zeitpunkt dieses Prospekts noch nicht erfolgt (siehe „2.2.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem weltweiten Bestreben zur Dekarbonisierung und dem damit verbundenen Rückgang der konventionellen Stromerzeugung.“).

Die französische Regierung plant die Einführung eines CO₂-Mindestpreismechanismus (*carbon floor mechanism*) im Jahr 2017. Durch diese zusätzliche Steuer würden die Erzeugungskosten insbesondere im Bereich der kohlebasierten Stromerzeugungsaktivitäten deutlich ansteigen. Dies würde wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Stromerzeugungsanlagen in Frankreich haben, die sich im Eigentum der Uniper Gruppe befinden.

In Russland könnten staatliche Eingriffe zu einem Verlust von Eigentums- und sonstigen Rechten (wie z. B. der Ausschüttung von Dividenden oder vertraglich gesicherten Rechtspositionen) führen, wie etwa der 25 %igen Beteiligung an der SNGP oder der 83,7 %igen Beteiligung an der Unipro PJSC Russland (Stand 30. Juni 2016). Aufgrund des russischen Gasexportverbots wird der auf die Uniper Gruppe entfallende Anteil des von SNGP produzierten Gases über eine Handelsgesellschaft verkauft. Die von der Handelsgesellschaft ausgeschütteten Dividenden stehen fast ausschließlich der Uniper Gruppe zu und machen den wesentlichen Wert der Beteiligung aus. Es besteht das Risiko, dass die russischen Behörden das Handelsmodell nicht anerkennen und die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe in Russland ganz oder teilweise beenden. In einem derartigen Fall kann auch nicht ausgeschlossen werden, dass die Uniper Gruppe ohne angemessene Entschädigung enteignet wird, Entschädigungszahlungen beschränkt werden oder der Uniper Gruppe der Zugang zu einem rechtsstaatlichen Verfahren gegen etwaige staatliche Maßnahmen verwehrt wird. In Russland besteht für die Uniper Gruppe darüber hinaus das Risiko, dass sie auch in Bezug auf ihre russische Tochtergesellschaft Unipro PJSC Russland trotz ihrer Mehrheitsbeteiligung aufgrund staatlicher

Maßnahmen nur beschränkte Durchgriffsmöglichkeiten wie z. B. die Durchsetzung von Unternehmensentscheidungen hat oder aufgrund von Beschränkungen der Kapitalverkehrsfreiheit in den russischen Unternehmen vorhandene Vermögenswerte und Dividenden nicht ins Ausland transferiert werden können. Bei einer Verschlechterung des geopolitischen Klimas könnte es schließlich zu Gesetzesänderungen in Russland kommen, die entweder eine Begrenzung des Anteils von ausländischen Investitionen an strategischen Unternehmen des Energiesektors oder sogar teilweise oder vollständige Enteignungen der ausländischen Investoren ohne angemessene Entschädigung vorsehen. Weiterhin kann aufgrund der wirtschaftlichen Situation in Russland nicht ausgeschlossen werden, dass Bankguthaben infolge von Bankeninsolvenzen nicht oder nicht vollständig an die Inhaber zurückbezahlt werden.

Neue Eingriffsmaßnahmen oder eine Änderung bei bestehenden Eingriffsmaßnahmen könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.6.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Exportkontrollvorschriften und verschiedenen Arten von Embargos oder Verboten.

Die Uniper Gruppe vertreibt und kauft Rohstoffe und Waren weltweit und muss Exportkontrollvorschriften sowie verschiedene Embargos oder Verbote beachten.

Handelsbeschränkungen wurden für bestimmte Länder in der Vergangenheit verschärft und werden möglicherweise auch in der Zukunft weiter verschärft. Bei der Beschaffung von fossilen Brennstoffen wie Kohle, Gas und Öl für die Stromerzeugung und den Rohstoffhandel ist die Uniper Gruppe auf die Einfuhr aus Exportländern angewiesen. Die Uniper Gruppe muss dabei im Rahmen des Außenwirtschaftsverkehrs sowohl Exportkontrollvorschriften, als auch Einfuhrbestimmungen insbesondere in Deutschland, der EU, Russland und den USA, aber auch in weiteren Ländern beachten. Durch Exportkontrollen könnten jegliche Transaktionen im Güterverkehr wie auch im Personenverkehr eingeschränkt werden.

Gerade im Russland-Ukraine Konflikt hat die EU gegenüber Russland verschiedene Sanktionen verhängt, die auch die Energiewirtschaft betreffen, insbesondere die Gas- und Ölexploration. Es besteht nicht nur das Risiko, dass diese Sanktionen seitens der EU verschärft werden, sondern auch das Risiko, dass durch Russland im Rahmen dieses Konflikts Sanktionen gegenüber der EU verhängt werden, wie etwa eine Ausfuhrbeschränkung oder sogar ein Ausfuhrverbot von Rohstoffen wie Kohle und Gas in die EU. In diesem Zusammenhang kann aufgrund der infolge der Ukraine-Krise von der EU verhängten wirtschaftlichen Sanktionen auch der Handel mit russischen Unternehmen beschränkt sein, die ihre Geschäftstätigkeit nicht in Russland, sondern in anderen Ländern ausüben.

Infolge des möglichen Austritts Großbritanniens aus der EU und in Abhängigkeit von einer dann möglichen Vereinbarung zu zukünftigen Zolltarifen, könnten sich für die Uniper Gruppe erhöhte Einfuhrbestimmungen oder -abgaben in Großbritannien und der EU ergeben, die zu höheren Kosten für die Uniper Gruppe führen würden und das Geschäft der Uniper Gruppe nachteilig beeinflussen könnten.

Exportkontrollvorschriften sind auch im Zusammenhang mit der zukünftigen Ausfuhr von LNG aus den USA zu beachten. Verstöße führen aufgrund der Sanktionshöhen in den USA zu besonderen Risiken. Eine Verschärfung der amerikanischen Exportvorschriften bzw. ein Entzug von derzeit bestehenden Exportgenehmigungen könnte dazu führen, dass die Uniper Gruppe nicht die geplanten Mengen von LNG ins Ausland exportieren kann. Dies könnte gerade vor dem Hintergrund bereits langfristig gebuchter Kapazitäten für die Verflüssigung von Erdgas zu LNG in Freeport, USA, wesentliche nachteilige finanzielle Auswirkungen für die Uniper Gruppe haben.

Eine Ausweitung oder Verschärfung von Exportkontrollvorschriften oder Handelsembargos und Verstöße gegen diese könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.6.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der MiFID II, der REMIT-Verordnung und der Verschärfung weiterer regulatorischer Vorschriften.

In Umsetzung der Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente, zur Änderung der Richtlinien 85/611/EWG und 93/6/EWG des Rates und der Richtlinie 2000/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und

zur Aufhebung der Richtlinie 93/22/EWG des Rates (die sog. „**MiFID**“) unterliegen Finanzdienstleister nach dem Finanzmarktrichtlinie-Umsetzungsgesetz in Verbindung mit der Wertpapierdienstleistungs-, Verhaltens- und Organisationsverordnung bestimmten Organisations- und Verhaltenspflichten. Unter diesen Regelungen bedarf die Uniper Gruppe derzeit zur Vornahme von Handels- und Hedging-Geschäften, einschließlich des Eigenhandels mit Stromderivaten zur Absicherung von Kunden, keiner Erlaubnis nach dem Kreditwesengesetz („**KWG**“). Zur Erweiterung der Pflichten nach der MiFID trat am 3. Juli 2014 die EU-Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU (die sog. „**MiFID II**“) in Kraft, welche die Mitgliedstaaten bis zum 3. Juli 2017 umsetzen und die Marktteilnehmer nach Umsetzung in nationales Recht ab Anfang 2018 – nach der Annahme eines Vorschlags zur Verschiebung der MiFID II um ein Jahr – anwenden müssen. Dabei wird die MiFID II ergänzt durch die Verordnung (EU) Nr. 600/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 (die sog. Finanzmarktverordnung oder „**MiFIR**“), die in den Mitgliedstaaten unmittelbar anzuwenden und ab dem 3. Januar 2018 – nach der Annahme eines Vorschlags, auch die MiFIR um ein Jahr zu verschieben – einzuhalten ist. Sowohl die MiFID II, als auch die MiFIR werden durch Technische Standards der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde („**ESMA**“) konkretisiert. Die Neuregelungen enthalten u. a. erweiterte Berichtspflichten, die Pflicht zur Umsetzung der Mindestanforderungen an das Risikomanagement, die Pflicht zur Einhaltung von Positionslimits sowie Eigenkapitalunterlegungspflichten. Die Umsetzung der neuen Pflichten ist mit erheblichen Liquiditäts- und Kapitalanforderungen sowie Kosten verbunden. In welchem Umfang die Uniper Gruppe den neuen regulatorischen Bestimmungen unterfällt, ist derzeit nicht abschließend festzustellen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass es zu anderen regulatorischen Verschärfungen im Bereich der Finanzmarktregulierung kommt, welche zu erheblichen Liquiditäts- und Kapitalanforderungen und Kosten für die Uniper Gruppe führen könnten.

Die Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (die sog. „**REMIT-Verordnung**“) enthält zum einen Maßnahmen zur Förderung der Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, zum anderen regelt sie Verbote missbräuchlicher Praktiken für den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten. Verstöße gegen die REMIT-Verordnung könnten wesentliche nachteilige Folgen wie Bußgelder oder strafrechtliche Sanktionen haben.

Die Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Marktmissbrauch (die sog. „**Marktmissbrauchsverordnung**“) schafft einen gemeinsamen Rechtsrahmen für Insidergeschäfte, die unrechtmäßige Offenlegung von Insiderinformationen und Marktmanipulation (Marktmissbrauch) sowie für Maßnahmen zur Verhinderung von Marktmissbrauch, um die Integrität der Finanzmärkte in der EU sicherzustellen und den Anlegerschutz und das Vertrauen der Anleger in diese Märkte zu stärken. Durch die Marktmissbrauchsverordnung werden der Uniper Gruppe eine Reihe von regulatorischen Anforderungen auferlegt. Verstöße gegen die Marktmissbrauchsverordnung könnten wesentliche nachteilige Folgen, wie etwa Geldbußen oder sogar strafrechtliche Sanktionen nach sich ziehen.

In Großbritannien findet EU-Recht in vielen Bereichen direkt Anwendung oder wurde in nationales Recht umgesetzt, u. a. im Energierecht, Gesellschaftsrecht, in den Bereichen der Wertpapierregulierung, der Zuwanderung, des Datenschutzes, des geistigen Eigentums und der Besteuerung (einschließlich der Zollregelung). Aufgrund der Volksabstimmung in Großbritannien zum Austritt aus der EU ist derzeit unklar, ob, in welcher Weise und in welchem Umfang das Recht in Großbritannien zukünftig in diesen Bereichen nach Wirksamwerden des EU-Austritts von EU-Vorschriften und -Bestimmungen abweichen wird.

Sollten der Uniper Gruppe im Zuge der Umsetzung der MiFID II, aufgrund der MiFIR, der Marktmissbrauchsverordnung oder sonstiger regulatorischer Verschärfungen im Bereich der Finanzmarktregulierung zusätzliche Pflichten auferlegt werden, könnten sich Änderungen ergeben, die zu einer zusätzlichen Prozesskomplexität, einer Erlaubnispflicht sowie in der Folge zu weiteren Anforderungen an die Eigenmittelausstattung führen. Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.6.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der EMIR sowie der geplanten Einführung einer Finanztransaktionssteuer.

Aus der Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über außerbörslich gehandelte OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister (die sog. *European Market Infrastructure Regulation* oder „EMIR“-Verordnung) ergeben sich Risiken hinsichtlich der Regulierung von OTC-Derivaten. Weitere Risiken ergeben sich aus der geplanten Einführung einer Finanztransaktionssteuer („FTS“).

Die EMIR sieht eine Clearing-Pflicht für alle derivativen OTC-Geschäfte vor. Nichtfinanzunternehmen sind hiervon ausgenommen, wenn die Transaktionen nachweisbar der Risikoreduzierung dienen oder bestimmte Schwellenwerte unterschreiten. Die Gesellschaft überwacht die Einhaltung der Schwellenwerte, um zusätzliche Liquiditätsrisiken aus der Anforderung zur Stellung von Sicherheiten im Rahmen des Clearings (Margining) zu vermeiden. Mögliche Änderungen an den bestehenden Regelungen der EU könnten zu einem deutlich erhöhten Verwaltungsaufwand, zusätzlichen Liquiditätsrisiken sowie einer erhöhten Steuerbelastung im Falle der Einführung einer FTS führen.

Am 14. Februar 2013 hat die EU-Kommission einen Vorschlag für eine Richtlinie betreffend einer gemeinsamen FTS (der „**Richtlinienentwurf**“) verabschiedet. Nach dem Richtlinienentwurf sollte die FTS in elf Mitgliedstaaten der EU umgesetzt werden (Belgien, Deutschland, Estland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Portugal, Slowakei, Slowenien und Spanien, zusammen die „**Teilnehmenden Mitgliedstaaten**“). Im Dezember 2015 gab Estland jedoch bekannt, dass das Land nicht an der geplanten Einführung der FTS teilnimmt. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Prospekts sind keine weiteren offiziellen Verlautbarungen der Teilnehmenden Mitgliedstaaten über den weiteren Fortgang der Einführung einer FTS auf Basis des Richtlinienentwurfs bekannt. Für eine Umsetzung der FTS sind mindestens neun der Teilnehmenden Mitgliedstaaten erforderlich.

Nach dem Richtlinienentwurf wird die FTS auf Finanztransaktionen erhoben, bei denen mindestens eine Partei der Finanztransaktion in einem der Teilnehmenden Mitgliedstaaten gegründet wurde (bzw. als in einem der Teilnehmenden Mitgliedstaaten gegründet erachtet wird) und an denen ein in einem Teilnehmenden Mitgliedstaat gegründetes (bzw. als in einem Teilnehmenden Mitgliedstaat gegründet erachtetes) Finanzinstitut beteiligt ist, das als Partei der Finanztransaktion oder im Namen einer Transaktionspartei handelt.

Der maßgebliche FTS-Satz ist jeweils von den einzelnen Teilnehmenden Mitgliedstaaten festzulegen. Bei Transaktionen, die andere Finanzinstrumente als Derivate zum Gegenstand haben, beläuft er sich auf mindestens 0,1 % der Steuerbemessungsgrundlage. Bei diesen Transaktionen wird die Steuerbemessungsgrundlage grundsätzlich unter Bezugnahme auf die für die Übertragung gezahlte oder zu zahlende Gegenleistung ermittelt. Gezahlt werden muss die FTS von allen als Partei der Finanztransaktion oder im Namen einer Transaktionspartei handelnden Finanzinstituten, die in einem der Teilnehmenden Mitgliedstaaten gegründet wurden (bzw. als in einem der Teilnehmenden Mitgliedstaaten gegründet erachtet werden), soweit die Transaktion auf ihre Rechnung durchgeführt wurde. Bei Nichtzahlung fälliger FTS innerhalb der geltenden Zahlungsfrist haften jeweils alle Parteien der Finanztransaktion, auch wenn es sich bei ihnen nicht um Finanzinstitute handelt, gesamtschuldnerisch für die Zahlung der fälligen FTS.

Rechtliche Veränderungen beim Handel von Finanzinstrumenten oder die Einführung einer FTS könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.6.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken in Verbindung mit der Energieeffizienzrichtlinie und ihrer uneinheitlichen Umsetzung in nationales Recht.

Im Dezember 2012 ist die Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG („**Energieeffizienzrichtlinie**“) in Kraft getreten. Sie enthält u. a. eine Verpflichtung aller Energieverteiler und aller Energieeinzelhandelsunternehmen, in den Jahren 2014 bis 2020 Energieeinsparungen von 1,5 % bei ihren jährlichen Energieverkäufen an die Endkunden zu erzielen. Diese Regelung kann allerdings in den einzelnen Mitgliedstaaten der EU durch alternative Maßnahmen ersetzt werden, mit denen ein vergleichbarer Effekt erzielt wird. In Deutschland erfolgte die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie in nationales Recht im Jahr 2015 im Zuge der Novellierung des Energiedienstleistungsgesetzes.

Zusätzlich könnten die Bemühungen zur Steigerung der Energieeffizienz auf allen europäischen Energiemärkten den Anstieg der Gas- und Stromnachfrage verringern oder bremsen, wodurch Risiken für die Gas- und Stromerzeugungsanlagen und das Vertriebsgeschäft der Uniper Gruppe entstehen könnten.

Die Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.6.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus zukünftigen Änderungen europäischer und nationaler Gesetze etwa zum Klimaschutz und Emissionshandel.

In den kommenden Jahren sind in vielen Bereichen konkrete Vorschläge der EU-Kommission zur Ausgestaltung und Umsetzung des europäischen Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis zum Jahr 2030 zu erwarten (siehe „2.2.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung und der damit verbundenen Verdrängung konventioneller Kraftwerke im Wettbewerb.“). In der Folge werden diese Vorschläge im europäischen Gesetzgebungsverfahren beraten und es ist in vielen Bereichen mit einer Anpassung bestehender Rechtsakte und mit Neuregelungen zu rechnen. Im Rahmen der Diskussion um die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele bis zum Jahr 2050 wird auch eine Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel diskutiert. Ein erster Entwurf der EU-Kommission zur Änderung der entsprechenden Richtlinie liegt seit Juli 2015 vor.

Neben möglichen Änderungen der Gesetzgebung zum Klimaschutz und Emissionshandel ergeben sich weitere Risiken in Bezug auf mögliche weitere gesetzliche Verschärfungen von bestehenden Gesetzen oder Gesetzesentwürfen wie etwa zur atomrechtlichen Nachhaftung von abgespaltenen Unternehmensteilen (siehe „2.8.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der Gesetzesinitiative der deutschen Bundesregierung zur Nachhaftung für Entsorgungskosten im Kernenergiebereich für die Risiken aus den deutschen Kernkraftaktivitäten des E.ON-Konzerns.“).

Anpassungen der Gesetzgebung zum Klimaschutz und zum Emissionshandel sowie internationale Klimaschutz-Abkommen, wie etwa eine Einführung oder weitere Erhöhung nationaler Kohlesteuern (z. B. der britischen, französischen und niederländischen Kohlesteuer) sowie sonstige gesetzliche Anpassungen könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen – wie etwa die Schließung von Kohlekraftwerken als Reaktion auf höhere Investitions- und/oder Betriebskosten – auf die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe haben.

2.6.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Nichteinhaltung aufsichtsrechtlicher Vorschriften bzw. der Nichterfüllung regulatorischer Erfordernisse und der Verabschiedung neuer gesetzlicher Bestimmungen.

Das regulatorische Umfeld ist in allen Ländern, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, weitreichenden Veränderungen unterworfen, wobei die Umwelt- und Sicherheitsanforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Kraftwerksanlagen immer stärker zunehmen. In Russland ist beispielsweise bis zum Jahr 2020 mit einer Anhebung der Umweltstandards sowie mit einer Verschärfung der Strafen bei Nichteinhaltung des Umwelthaftungsregimes zu rechnen. Zudem erfolgen auf Ebene der EU zunehmend politische und regulatorische Interventionen in Form von zusätzlichen Steuern, Preismoratorien und Änderungen in den Fördersystemen von Erneuerbaren Energien zum Nachteil von konventionell erzeugten Energien, die ein Risiko für die Aktivitäten der Uniper Gruppe in diesen Ländern darstellen. Diese unterschiedlichen Änderungen könnten zu zusätzlichen finanziellen Belastungen der Uniper Gruppe führen.

Insbesondere könnten hinsichtlich der konventionellen Kraftwerke weitere Verschärfungen der gesetzlichen Anforderungen und behördlichen Auflagen, etwa im Hinblick auf eine Verringerung der zur Verfügung stehenden Emissionszertifikate oder eine Verschärfung von Emissionsgrenzwerten, nicht ausgeschlossen werden. Auch im Anschluss an gerichtliche Verfahren zu Genehmigungsbescheiden für konventionelle Kraftwerke könnten sich weitere Einschränkungen für den Betrieb ergeben. Dies gilt insbesondere für das Genehmigungsverfahren im Zusammenhang mit dem Steinkohlekraftwerk Datteln 4 in Deutschland sowie für etwaige Betriebseinschränkungen für Kraftwerke aufgrund von Konflikten mit den Anforderungen an Luftemissionen zum Schutz der Luftreinhaltung und/oder des Wasserrechts, z. B. bei Kohlekraftwerken die Auslaufphase für besonders gefährliche Stoffe (sog. prioritäre Stoffe) nach Art. 4 der Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines

Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik („**Wasserrahmenrichtlinie**“). Diese hat zum Ziel, Einleitungen, Emissionen und sonstige Verluste von prioritären gefährlichen Stoffen wie Quecksilber in Oberflächengewässern zu beenden oder schrittweise einzustellen. Ferner können in Bezug auf Wasserkraftanlagen Verschärfungen der gesetzlichen Anforderungen und behördlichen Auflagen, etwa zur Gewährleistung der Gewässerdurchgängigkeit, des Fischschutzes und des Anlagen- und Gewässerunterhalts, nicht ausgeschlossen werden, und es besteht das zusätzliche Risiko, dass auslaufende Wasserkraftwerkskonzessionen nicht verlängert werden. Im Bereich des Bergrechts gibt es außerdem Gesetzesinitiativen zur Ausweitung der sog. Bergschadenshaftung auf die Untergrundspeicherung, was für die Erdgasspeicheraktivitäten der Uniper Gruppe bedeutsam ist.

Besondere regulatorische Risiken ergeben sich für die Uniper Gruppe im Hinblick auf ihre Aktivitäten in regulierten Märkten, speziell in Russland. Auch wenn es in der jüngeren Vergangenheit keine wesentlichen rechtlichen Änderungen auf dem russischen Energiemarkt gab, muss jederzeit damit gerechnet werden, dass gerade der russische Gesetzgeber den regulatorischen Rahmen für den russischen Energiemarkt schnell und umfassend ändert. Es besteht insoweit auch keine Sicherheit darüber, dass Russland nicht von seinem Kurs der Liberalisierung der Strom- und Kapazitätsmärkte abweicht. Entsprechende Eingriffe könnten etwa zu einer Verlangsamung des Liberalisierungsprozesses oder sogar zu einer Umkehr desselben führen. Ferner hat der russische Gesetzgeber einen umfassenden Einfluss auf den russischen Strommarkt. Beispielsweise werden Preise für eine bestimmte Absatzmenge auf dem russischen Strom- und Kapazitätsmarkt staatlich festgelegt. Darüber hinaus reguliert der russische Staat den Gaspreis, was einen direkten Einfluss auf den Strompreis auf dem Markt für den Handel von Strom für den folgenden Tag (*Day-ahead-Markt*) hat. Außerdem werden häufig Änderungen der Voraussetzungen für die Teilnahme an Kapazitätsmärkten und die Preisbildung auf Teilmärkten vorgenommen (Auktionsmodell für Kapazitäten, Preisbildung auf dem Day-ahead-Markt, Zahlungsmodalitäten für Kapazitätsverträge), Tarifindexierungen verschoben oder aufgehoben und Strafzahlungen für Nichtverfügbarkeit von Kapazitäten geändert. Weiterhin ist mit Veränderungen bei der staatlichen Festlegung des Anteils am Gesamtvolumen der Produktion zu rechnen, welcher im regulierten Markt abgesetzt werden muss. Die russische Regierung könnte auch weiter anwendbare Steuern erhöhen, insbesondere die Steuer auf die Förderung von Mineralstoffen, die von russischen Gasproduzenten, einschließlich SNGP, erhoben wird. Im Jahr 2016 wurde die Steuer auf die Förderung von Mineralstoffen um 36,7 % im Wege einer einmaligen Erhöhung, die nur für das Jahr 2016 gilt, erhöht. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass diese Erhöhung auch für die kommenden Jahre gilt oder die Steuer auf die Förderung von Mineralstoffen auf andere Art erhöht wird.

In Bezug auf die schwedischen Kernkraftwerke sind neben den bereits durchgeführten Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Nutzung der Kernenergie, wie etwa der Sicherheitsbewertung auf europäischer Ebene (sog. *Stresstest*), zusätzliche gesetzliche oder behördliche Maßnahmen nicht auszuschließen. Damit könnten zukünftig weitere erhebliche Investitionskosten, insbesondere durch Nachrüstmaßnahmen und etwaige Verlängerungen der Revisionen, bei denen die Anlagen zu Instandhaltungs- und Prüfzwecken abgeschaltet werden, verursacht werden.

Jede Verwirklichung der genannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7 RECHTLICHE RISIKEN FÜR DAS GESCHÄFT DER UNIPER GRUPPE

2.7.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus umweltrechtlichen Haftungsverpflichtungen in Verbindung mit Betriebsanlagen und Grundstücken.

Für den Betrieb von Kraftwerken und anderen Anlagen der Uniper Gruppe sind eine Vielzahl von Umweltschutz- und Sicherheitsanforderungen zu beachten.

Um in Bezug auf die genutzten Anlagen, insbesondere die Kernkraft-, Öl-, Kohle- und Gaskraftwerke, Wasserkraftanlagen, Erdgasspeicheranlagen, Regasifizierungsanlagen und sonstigen Betriebsanlagen, sicherstellen zu können, dass alle umwelt- und sicherheitsrechtlichen Vorgaben eingehalten werden, sind möglicherweise erhebliche Aufwendungen erforderlich. Andernfalls besteht das allgemeine Risiko, dass der jeweilige Anlagenbetrieb im Einzelfall ggf. nur eingeschränkt fortgesetzt werden kann oder bestehende Zulassungen für den Betrieb dieser Anlagen beschränkt oder sogar entzogen werden. Insbesondere bei sog. Störfallbetrieben, d. h. Betrieben, die bestimmte

Mengen an gelagerten oder verarbeiteten, potentiell gefährlichen Betriebsstoffen oder Produkten überschreiten, besteht trotz bestehender Sicherungsmaßnahmen das Risiko, dass Störfälle mit erheblichem (Dritt-)Schadenspotential auftreten.

Zahlreiche Grundstücke der Uniper Gruppe werden seit Jahrzehnten für den Betrieb von Kraftwerken und andere schwerindustrielle Tätigkeiten genutzt. In der Vergangenheit gab es auf Grundstücken der Uniper Gruppe mit dem Betrieb dieser Anlagen verbundene Umweltaltlasten, wie etwa Verunreinigungen des Bodens oder des Wassers, und Kontaminationen, wie etwa Asbest, Öl- und Kohleablagerungen, und auch künftig könnten Umweltaltlasten und Kontaminationen festgestellt werden, für die die Uniper Gruppe haftet. Kontaminationen und mit deren Beseitigung verbundene Kosten könnten insbesondere im Rahmen von Stilllegungs-, Rückbau-, und Sanierungsmaßnahmen festgestellt werden bzw. entstehen. Soweit Grundstücke, die im Eigentum der Uniper Gruppe stehen oder von ihr genutzt werden, Verunreinigungen beispielsweise des Bodens oder Wassers aufweisen, besteht teilweise die Verpflichtung, Schutz-, Beschränkungs- und Sanierungsmaßnahmen durchzuführen bzw. etwaige verdächtige Flächen zu untersuchen. Diese Verpflichtung zur Untersuchung und/oder Beseitigung existierender Boden- und/oder (Grund-)Wasserkontaminationen tritt unter Umständen auch dann ein, wenn die Uniper Gruppe diese nicht ursprünglich verursacht hat. Die Uniper Gruppe haftet insbesondere für im Rahmen des Betriebs von Kraftwerken entstehende Verunreinigungen und Schäden nach verschiedenen nationalen gesetzlichen Bestimmungen, und zwar häufig auch verschuldensunabhängig.

Abgesehen von diesen klassischen Umwelthaftungsfällen treffen die Uniper Gruppe gerade im Hinblick auf ehemalige Bergbauaktivitäten und das Speichergeschäft Stilllegungs-, Rückbau- und Rekultivierungsverpflichtungen, die über Jahre oder Jahrzehnte hinweg erhebliche Kosten mit sich bringen könnten. Daneben gelten die allgemeinen zivilrechtlichen Haftungsregelungen sowie weitere spezialgesetzliche Haftungsregelungen z. B. für sog. Bergschäden.

Im Hinblick auf kraftwerksbezogene Betriebseinstellungen ist zudem zu berücksichtigen, dass die Uniper Gruppe Rückbauverpflichtungen treffen könnten, um sicherzustellen, dass von Anlagen und zugehörigen Grundstücken keine schädlichen Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren, wesentliche Nachteile und erhebliche Belästigungen für die Allgemeinheit und die Nachbarschaft hervorgerufen werden könnten und die Wiederherstellung eines ordnungsgemäßen Zustandes des Anlagengrundstücks gewährleistet ist.

Umwelthaftungsrisiken bestehen auch im Zusammenhang mit den im Eigentum der Uniper Gruppe stehenden inaktiven Kokereigasleitungen, deren Länge, Lage und Zustand noch nicht vollständig geklärt ist. Diese Leitungen müssen bei einer etwaigen Fremdplanung berücksichtigt werden, und es besteht die Möglichkeit, dass einige Teile zurückzubauen sind. Aufgrund des unbekanntens Zustands der Leitungsabschnitte können Kontaminationsfälle nicht ausgeschlossen werden. Außerdem bestehen Umwelthaftungsrisiken wie etwa Grundwasserbeeinträchtigungen aus ehemaligen Probebohrungen im Zusammenhang mit dem Betrieb von Gasspeichern.

Um für diese und andere Umwelt- und Sicherheitsmaßnahmen im weitesten Sinne finanzielle Vorsorge zu treffen, bildet die Uniper Gruppe insbesondere für Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen sowie die Beseitigung von Altlasten den gesetzlichen Vorschriften entsprechend Rückstellungen. Rückstellungen werden auch für zukünftig anfallende Rekultivierungsmaßnahmen sowie Verpflichtungen zur Beseitigung von Bergschäden ausgewiesen.

Es besteht das Risiko, dass die gebildeten Rückstellungen letztlich nicht ausreichen, um sämtliche zukünftig erforderlichen Umweltmaßnahmen zu realisieren, etwa weil relevante gesetzliche Anforderungen in der Zukunft verschärft werden und damit höhere Aufwendungen notwendig machen oder weil Umweltschäden auftreten, insbesondere Kontaminationen von Grundstücken, von denen die Uniper Gruppe bislang keine Kenntnis hat. Gerade im Bezug auf die im Eigentum der Uniper Gruppe befindlichen inaktiven Kokereigasleitungen kann aufgrund der Unsicherheiten hinsichtlich Länge, Lage und Zustand nicht ausgeschlossen werden, dass die bislang gebildeten Rückstellungen nicht ausreichen, um zukünftig notwendig werdende Sanierungsmaßnahmen vollständig abzudecken.

Zudem könnten kontaminationsbezogene Verpflichtungen der Uniper Gruppe in einem größeren Umfang bestehen als derzeit angenommen, was letztlich bedeutet, dass die gebildeten Rückstellungen sich als unzureichend erweisen, z. B. für die Vermeidung, Beseitigung oder Kompensation bestimmter ökologischer Schäden, schädlicher Bodenveränderungen, Altlasten oder (Grund-)Wasserverunreinigungen. Ebenso könnten etwaige höhere Investitionsaufkommen für die Unterhaltung angemessener Betriebsstrukturen zur Einhaltung aller genehmigungsrechtlichen und

gesetzlichen Anforderungen oder für die Instandhaltung und ggf. Nachrüstung der Betriebsanlagen oder für zukünftig erforderliche Rekultivierungs- und Stilllegungsmaßnahmen erforderlich sein.

Der Eintritt jedes der vorstehend beschriebenen Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken in Verbindung mit wettbewerbs- und kartellrechtlichen Vorschriften sowie dem Beihilfe- und Subventionsrecht.

Die Uniper Gruppe ist im Energiesektor und damit in einem streng regulierten Marktsektor tätig, in dem in besonderer Weise wettbewerbs- und kartellrechtliche Schranken zu beachten sind. Inwieweit in einzelnen Ländern kartellrechtliche Vorschriften bei zukünftigen strategischen Entscheidungen für die Uniper Gruppe relevant sind, hängt vor allem von der jeweiligen Marktposition der Uniper Gruppe in dem jeweiligen Land ab. So könnten insbesondere in Ländern mit relativ hohen Marktanteilen, wie z. B. Deutschland, Wachstumsstrategien und Akquisitionen wegen eines möglichen Verstoßes gegen kartellrechtliche Vorschriften beschränkt werden.

Wettbewerbs- bzw. Kartellverstöße könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen haben. Hierzu zählen das mögliche Verbot der Durchführung einer Transaktion, die Nichtigkeit von Vereinbarungen, Bußgelder, Vorteilsabschöpfungen und strafrechtliche Sanktionen. Auch private Schadensersatzforderungen sind möglich. Bereits der Vorwurf eines Wettbewerbs- bzw. Kartellrechtsverstoßes könnte für die Uniper Gruppe wesentliche nachteilige Folgen haben, da hiermit zeitliche Verzögerungen bei der Durchführung von Transaktionen und Rechtsverteidigungskosten einhergehen könnten.

Die Uniper Gruppe, Shell, OMV, BASF/Wintershall und Engie haben am 4. September 2015 mit Gazprom Beitrittsverträge für die Projektgesellschaft Nord Stream 2 AG unterzeichnet, die den Bau der Nord Stream 2 Pipeline von Russland nach Deutschland zum Vorhaben hat. Der Anteil der Uniper Gruppe an der Nord Stream 2 AG sollte bei 10 % liegen, der Anteil Gazproms an der Nord Stream 2 AG bei 50 % und Shell, OMV, BASF/Wintershall sowie Engie sollten zu jeweils 10 % beteiligt sein. Im Juli 2016 erhob die polnische Wettbewerbsbehörde UOKiK im Wege einer vorläufigen Bewertung Einwände gegen die fusionskontrollrechtliche Zulässigkeit der Gründung dieses Konsortiums. Die Uniper Gruppe und die anderen Mitglieder des Konsortiums sind diesen Einwänden mit einer gemeinsamen Erwidernung Mitte August 2016 entgegengetreten. Unmittelbar im Anschluss haben die Uniper Gruppe und die übrigen Konsortialpartner den Antrag bei der polnischen Wettbewerbsbehörde zurückgenommen und die maßgeblichen Verträge zur Beteiligung an dem Konsortium aufgehoben. Die Uniper Gruppe und alle anderen potentiellen Konsortialpartner vertreten weiterhin die Ansicht, dass das Projekt für das europäische Energiesystem von entscheidender Bedeutung ist. Die Uniper Gruppe prüft daher ebenso wie die anderen Konsortialpartner alternative Ansätze, um zur Umsetzung beizutragen. Es besteht für die Uniper Gruppe das Risiko, dass die Prüfung alternativer Ansätze ergibt, dass eine Beteiligung an dem Pipeline-Projekt nicht, nur mit erheblicher zeitlicher Verzögerung oder nur unter wesentlich anderen Rahmenbedingungen erfolgen kann.

Die Uniper Gruppe hat in der Vergangenheit Subventionen und Beihilfen erhalten, die ihre Aufwendungen und Kosten gemindert haben. Die Vergabe von Subventionen und Beihilfen ist an umfangreiche rechtliche und tatsächliche Kriterien, wie etwa die Einhaltung von Umweltauflagen oder den Erhalt von Arbeitsplätzen, gebunden, von denen einige auch zukünftig erfüllt werden müssen. Sofern die Uniper Gruppe die Voraussetzungen nicht erfüllt hat oder in Zukunft nicht erfüllt, könnten derartige Subventionen oder Beihilfen zukünftig nicht gezahlt werden oder es müssen bereits erhaltene Subventionen oder Beihilfen zurückgezahlt werden.

Ein tatsächlicher oder vermeintlicher Verstoß gegen kartellrechtliche und wettbewerbsrechtliche Vorschriften und der Nichterhalt oder die Verpflichtung zur Rückzahlung von Subventionen und Beihilfen sowie ein Verbot der Durchführung möglicher Investitionsprojekte könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus anhängigen oder androhten rechtlichen Verfahren.

Gegen die Uniper Gruppe sind verschiedene gerichtliche Prozesse, Schiedsverfahren, behördliche Untersuchungen und Verfahren sowohl in Deutschland, als auch im Ausland anhängig und

es könnten in der Zukunft weitere eingeleitet werden. Dazu zählen neben öffentlich-rechtlichen Streitigkeiten insbesondere aktuelle oder zukünftige Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Energiesektor, wegen erhaltener Zahlungen aufgrund der Funktion als Bilanzkreisverantwortlicher im deutschen Erdgasmarkt, wegen Preiserhöhungen sowie der Teilhabe an Erstattungen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass der Ausgang eines gegenwärtigen oder zukünftigen Rechtsstreits oder Verfahrens, der für gewöhnlich schwer vorauszusagen ist, die Geschäftstätigkeit oder die Reputation der Uniper Gruppe erheblich beeinträchtigt oder dass die Uniper Gruppe einen Verlust erleidet, der etwaige gebildete Rückstellungen oder die Versicherungsdeckung überschreitet. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass andere Vertragspartner in ähnlich gelagerten Fällen weitere Verfahren einleiten.

Die genannten Verfahren der Uniper Gruppe schließen insbesondere Gerichts- bzw. Schiedsverfahren mit Großkunden und Großlieferanten zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie von langfristigen Buchungen von Speicherkapazitäten infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse ein. In einigen dieser Verfahren ziehen Kunden nicht nur die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln, sondern die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel. In einem Urteil des Landgerichts München wurde festgestellt, dass der dem Urteil zugrunde liegende Sachverhalt einen Anspruch des betreffenden Kunden auf Anpassung eines langfristigen Stromlieferungsvertrags begründet. Gegen dieses Urteil wurde beim Oberlandesgericht München Berufung eingelegt.

Aus dem Wettbewerb auf dem Gasmarkt und steigenden Handelsvolumina an virtuellen Handlungspunkten und der Gasbörse könnten erhebliche Risiken für die konkreten Liefermengen aus Langfristverträgen resultieren. Aufgrund der weitreichenden Umbrüche auf den deutschen Großhandelsmärkten für Erdgas in den vergangenen Jahren haben sich darüber hinaus erhebliche Preisrisiken zwischen Einkaufs- und Verkaufsmengen ergeben. Die langfristigen Gasbezugsverträge sehen für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit vor, die Vertragskonditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führt die Uniper Gruppe kontinuierlich intensive Verhandlungen mit Produzenten. Weitere rechtliche Auseinandersetzungen sind nicht auszuschließen.

Darüber hinaus sind öffentlich-rechtliche Streitigkeiten im Zusammenhang mit der Betriebsgenehmigung des Steinkohlekraftwerks Datteln 4, der Fernwärmeleitung Datteln-Recklinghausen und dem Biomassekraftwerk Provence 4 in Frankreich anhängig.

Rechtsstreitigkeiten sind vielen Unsicherheiten unterworfen und die sich daraus ergebenden möglichen Verpflichtungen könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken im Zusammenhang mit dem Schutz ihres geistigen Eigentums (Intellectual Property).

Da der wirtschaftliche Erfolg der Uniper Gruppe durch Verfahren, Designs und Marken unterstützt wird, die durch gewerbliche Schutzrechte wie Patente, Marken- oder Urheberrechte abgesichert sind, verfügt die Uniper Gruppe über ein Portfolio an gewerblichen Schutzrechten. Um die Entwicklungsaufwendungen abzusichern und nicht Marktanteile an Wettbewerber zu verlieren, ist die Uniper Gruppe bestrebt, bestehende gewerbliche Schutzrechte aufrechtzuerhalten und neue gewerbliche Schutzrechte zu generieren.

Es kann jedoch nicht garantiert werden, dass alle gewerblichen Schutzrechte, die die Uniper Gruppe anmeldet, auch in den Ländern, in denen sie Schutz beantragt, oder mit dem Schutzbereich, den sie für angemessen hält, erteilt werden. Außerdem ist die Erteilung eines Schutzrechts keine Gewähr dafür, dass die durch das Schutzrecht vermittelten Ansprüche im vollen Umfang während des Geltungszeitraums des Schutzrechts rechtlich und tatsächlich gegenüber Dritten durchgesetzt bzw. Verletzungen unterbunden werden können. Hinzu kommt, dass die Länder, die zum Zeitpunkt der Anmeldung gewählt wurden, später möglicherweise keine wirtschaftliche Bedeutung für die unter Schutz gestellten technischen Lösungen haben, oder dass in einigen Ländern (insbesondere außerhalb der EU) gewerbliche Schutzrechte nicht effektiv durchgesetzt werden können. Außerdem gelten gewerbliche Schutzrechte nur für einen begrenzten Zeitraum.

Um Nutzen aus ihren gewerblichen Schutzrechten zu ziehen, muss die Uniper Gruppe sicherstellen, dass ihre Wettbewerber diese Rechte respektieren. Das beinhaltet, dass die Uniper Gruppe Produkte Dritter hinsichtlich einer Verletzung der gewerblichen Schutzrechte überwacht. Die

Verfolgung solcher Verletzungen könnte mit kostenintensiven Rechtsstreitigkeiten verbunden sein. Im Hinblick auf die Sicherung des geistigen Eigentums der Uniper Gruppe ergeben sich auch Risiken durch Mitarbeiterfluktuation und fehlende Mitarbeiterloyalität. Zu einem anderen Arbeitgeber wechselnde Mitarbeiter könnten geistiges Eigentum an ihre neuen Arbeitgeber weitergeben.

Treten Verletzungen gewerblicher Schutzrechte oder andere der dargestellten Risiken ein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus den gewerblichen Schutzrechten von Wettbewerbern, die die Uniper Gruppe identifizieren und respektieren muss.

Wettbewerber und andere Unternehmen melden Patente an und verfügen über gewerbliche Schutzrechte, die die Uniper Gruppe beachten muss. Dritte könnten behaupten, dass die Uniper Gruppe gewerbliche Schutzrechte verletzt, und könnten Patentverletzungs- oder sonstige Schutzverfahren einleiten. Abhängig vom Ausgang dieser Verfahren, der üblicherweise schwer vorherzusagen ist, kann die Uniper Gruppe die entsprechenden Technologien möglicherweise zeitweise oder dauerhaft nicht nutzen und bestimmte Produkte nicht herstellen oder vertreiben sowie von den Inhabern der gewerblichen Schutzrechte auf Schadensersatz in Anspruch genommen werden. Die Uniper Gruppe könnte nicht in der Lage sein, die für ihren wirtschaftlichen Erfolg erforderlichen Lizenzen zu angemessenen Konditionen bzw. im erforderlichen Umfang oder überhaupt zu erwerben.

Die Aufwendungen für den Erwerb von Lizenzen, für die Entwicklung alternativer Technologien, die keine Schutzrechte verletzen, und für Schadensersatzzahlungen aufgrund der Verletzung gewerblicher Schutzrechte Dritter sowie mögliche gerichtliche Verbote, bestimmte Produkte herzustellen und zu vertreiben, könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Abhängigkeit von der Funktionsfähigkeit ihres Compliance-Systems zur Vermeidung von Unregelmäßigkeiten im Geschäftsverkehr.

Die Uniper Gruppe hat im Rahmen ihrer internationalen Geschäftstätigkeit eine Vielzahl von unterschiedlichen Rechtsvorschriften in einer Vielzahl von Ländern zu beachten. Die Uniper Gruppe hat ein Compliance-Programm implementiert, um Compliance-Risiken zu erkennen und zu vermeiden und, sofern erforderlich, angemessene Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass Organmitglieder oder Mitarbeiter nicht autorisierte oder illegale Geschäfte, etwa an den Kapitalmärkten, abschließen, um sich oder Dritte auf Kosten der Uniper Gruppe zu bereichern oder Aufträge durch illegale Aktivitäten zu gewinnen, insbesondere durch Korruption, bestimmte Maßnahmen zur Absatzförderung oder Verstöße gegen das Kartellrecht. Im Fall illegaler Geschäfte und Geschäftspraktiken könnten staatliche Behörden Verfahren gegen die Uniper Gruppe oder ihre Mitarbeiter einleiten. Diese Verfahren könnten neben Reputationsschäden und damit verbundenen Geschäftseinbußen auch Strafzahlungen nach Straf- und/oder Zivilrecht sowie Bußgelder, Sanktionen, gegen künftiges Verhalten gerichtete einstweilige Verfügungen, Gewinnabschöpfungen, Berufs- und Tätigkeitsverbote, den Verlust von Geschäftslizenzen oder -zulassungen und andere Beschränkungen nach sich ziehen. Neben Geld- und anderen Strafen könnten Aufsichtspersonen eingesetzt werden, die künftige Geschäftspraktiken untersuchen, um sicherzustellen, dass die anwendbaren Gesetze eingehalten werden; außerdem sind andere Auflagen möglich, die die Uniper Gruppe zwingen könnten, ihre Geschäftspraktiken und ihr Compliance-Programm zu verändern. Auch die Finanzverwaltung könnte bestimmte Sanktionen verhängen, einschließlich möglicher Steuerstrafzahlungen. Nicht autorisierte oder illegale Geschäfte könnten darüber hinaus auch zu nachteiligen Vertragsabschlüssen führen.

Der Eintritt jedes der vorstehend beschriebenen Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz-, und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.7.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Regelungen zum Kontrollwechsel (sog. „Change-of-Control“-Klauseln) bzw. Kündigungs- und/oder Andienungsrechten zugunsten der Vertragspartner nach erfolgter Abspaltung.

Die Uniper Gruppe ist Partei von Verträgen, die Klauseln zum Kontrollwechsel („*Change-of-Control*“) enthalten. Dies betrifft Change-of-Control-Regelungen im Zusammenhang mit der Abspaltung

der Uniper Gruppe von der E.ON SE und bestimmte Finanzierungsverträge, die in Bezug auf die zukünftige Finanzierung der Uniper Gruppe abgeschlossen werden. Bestimmte weitere Verträge können auch eine Change-of-Control-Klausel enthalten, die ein Kündigungsrecht und/oder Andienungsrecht zugunsten des Gläubigers vorsehen.

Der Partnerschaftsvertrag der Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH, an der die Uniper Kraftwerke GmbH zu 50,2 % (Stand 30. Juni 2016) beteiligt ist, sieht ein Andienungsrecht der Mitgesellschafter vor, wenn sich die Beteiligungsverhältnisse an der Uniper Kraftwerke GmbH dergestalt ändern, dass die Uniper Kraftwerke GmbH nicht mehr ein mit der E.ON SE gemäß §§ 15 ff. AktG verbundenes Unternehmen darstellt. Es besteht das Risiko, dass der Vollzug der Abspaltung der Uniper Gruppe vom E.ON-Konzern bzw. der Abschluss der Entkonsolidierungsvereinbarung als ein solcher Kontrollwechsel qualifiziert wird und ein Andienungsrecht auslöst. Soweit ein oder mehrere der Mitgesellschafter ein Andienungsrecht in Bezug auf die von ihnen gehaltenen Geschäftsanteile an der Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH ausüben, müsste die Uniper Kraftwerke GmbH die Geschäftsanteile der jeweiligen Mitgesellschafter zu dem Wert erwerben, der nach dem Ertragswertverfahren unter Einbeziehung des Nutzens aus der anteiligen Stromerzeugung über die wirtschaftliche Restnutzungsdauer der Anlagen ermittelt wird. Dadurch entstünde kurzfristig ein erhöhter Liquiditätsbedarf und langfristig das Risiko, dass die mit dem Erwerb verbundene Investition nur eine geringe Rendite erwirtschaftet oder zu Verlusten führt.

Die Gesellschaftervereinbarung zum Bau und Betrieb der Gaspipeline zwischen Balgzand, Niederlande, und Bacton, Großbritannien, („BBL“), gemäß der die Uniper Global Commodities SE über die Beteiligungsgesellschaft Uniper Ruhrgas BBL B.V. 20 % (Stand 30. Juni 2016) der Anteile an der BBL hält, enthält eine qualifizierte Change-of-Control-Klausel. Ein Erwerbsrecht seitens der Mitgesellschafter hinsichtlich der Beteiligung wird ausgelöst, wenn ein Kontrollwechsel nachteilige Auswirkungen auf die Gesellschaft hat oder wenn ein Wettbewerber der Gesellschaft im Zuge des Kontrollwechsels direkt oder indirekt Kontrolle über einen der Partner erhält. Auch wenn diese Voraussetzungen nach Auffassung der Gesellschaft im Rahmen der Abspaltung nicht vorliegen, kann nicht ausgeschlossen werden, dass Erwerbsrechte durch die Mitgesellschafter erfolgreich geltend gemacht werden.

Werden ein oder mehrere wesentliche Verträge aufgrund von Change-of-Control-Klauseln beendet, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben, wenn es der Uniper Gruppe nicht gelingen sollte, Anschlussverträge überhaupt oder zu vergleichbaren Konditionen abzuschließen.

2.8 RISIKEN IM ZUSAMMENHANG MIT DER AKTIONÄRSSTRUKTUR UND DER ABSPALTUNG

2.8.1 Aus der Abspaltung der Uniper Gruppe vom E.ON-Konzern ergeben sich Risiken des Verlusts von Geschäftsmöglichkeiten, höherer Beschaffungskosten sowie des Auftretens von Ineffizienzen.

In der Vergangenheit konnte die Gesellschaft bis zu einem gewissen Grad von den Geschäftsaktivitäten des E.ON-Konzerns profitieren, vor allem im Hinblick auf die Finanzierung und Dienstleistungen in den Bereichen Personal, Liegenschaften, IT, geistiges Eigentum, Recht, Compliance, Beschaffung, Ausfuhrkontrollen, Treasury und Finanzdienstleistungen, aber auch in anderen Bereichen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass die erheblich reduzierte Beteiligung der E.ON SE an der Gesellschaft diese Zusammenarbeit in der Zukunft einschränkt. In diesem Fall könnte die Uniper Gruppe Geschäftsmöglichkeiten verlieren, die sie vorher deshalb hatte, weil die Geschäftspartner andere Geschäftsmöglichkeiten in Bezug auf den gesamten E.ON-Konzern in ihre Entscheidung, ob und zu welchen Bedingungen sie Geschäftsbeziehungen eingehen, mit einbezogen haben. In der Vergangenheit konnte die Uniper Gruppe insbesondere bei der Beschaffung von Infrastrukturleistungen, Rohstoffen und anderen Dienstleistungen von der Größe und Kaufkraft des E.ON-Konzerns profitieren. Nach der Abspaltung von der E.ON SE ist die Uniper Gruppe ein kleineres und weniger stark diversifiziertes Unternehmen als die E.ON SE vor der Abspaltung. Als getrenntes, unabhängiges börsennotiertes Unternehmen ist die Gesellschaft möglicherweise nicht in der Lage, Leistungen und Produkte aller Art zu denselben günstigen Preisen und Bedingungen wie vor der Abspaltung zu erhalten sowie Effizienzen entsprechend zu nutzen.

Die Umstrukturierung des E.ON-Konzerns und die Abspaltung der Uniper Gruppe und die damit verbundene Änderung der jeweiligen Geschäftstätigkeiten und neue Segmentierung war Gegenstand umfangreicher, sehr komplexer rechtlicher und organisatorischer Maßnahmen. In der Vergangenheit

ist es im Zusammenhang mit der Durchführung dieser Maßnahmen zu Ineffizienzen gekommen und es ist davon auszugehen, dass es in der Zukunft zu Anpassungserfordernissen verbunden mit zusätzlichen Kosten und Aufwendungen kommen wird.

Der Verlust von Geschäftsmöglichkeiten und Beschaffungsvorteilen sowie der Verlust von Effizienzen, die sich aus der Zugehörigkeit zum E.ON-Konzern ergaben, könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.2 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Abhängigkeit von der E.ON Business Services GmbH in den Bereichen Personalwirtschaft, Rechnungswesen und IT.

Der E.ON-Konzern hält alle Anteile an der EBS, die für die Uniper Gruppe Leistungen in den Bereichen Personalwirtschaft („HR“), Rechnungswesen und IT Tätigkeiten erbringt. Die EBS hat diese Dienstleistungen in der Vergangenheit für zahlreiche Gesellschaften des E.ON-Konzerns, einschließlich der heutigen Gesellschaften der Uniper Gruppe, erbracht. Im Rahmen der Abspaltung der Uniper Gruppe hat die Uniper Holding GmbH mit der E.ON Beteiligungen GmbH und der EBS daher einen Partnerschaftsvertrag abgeschlossen, der die Erbringung von Verwaltungsaufgaben durch die EBS auch für die Uniper Gruppe für einen Übergangszeitraum bis April 2018 zum Inhalt hat. In diesem Übergangszeitraum ist die Uniper Gruppe im Rahmen ihres Geschäftsbetriebs bis zur Übertragung der jeweiligen Funktion von der EBS an die Uniper Gruppe auf die administrativen Funktionen der EBS angewiesen. Im Bereich Pension-Services (als einem Teil der Personalwirtschaftsleistungen) hält die Uniper Gruppe gemeinsam mit dem E.ON-Konzern voraussichtlich auch über 2018 hinaus Anteile an einer Gesellschaft zum Zweck der gemeinsamen Steuerung im Hinblick auf die Erbringung der Pension-Services.

Die Gesellschaft hat Verträge mit der E.ON SE sowie Tochtergesellschaften der E.ON SE geschlossen, nach denen die E.ON SE bzw. die betreffenden Tochtergesellschaften für einen begrenzten Zeitraum bestimmte Übergangsleistungen für die Gesellschaft erbringen werden. Mit diesen Leistungen kann der jeweilige Bedarf jedoch möglicherweise nicht gedeckt werden, und wenn diese Verträge mit dem E.ON-Konzern auslaufen, ist die Gesellschaft möglicherweise nicht in der Lage, diese Leistungen zu ersetzen oder sie zu denselben oder vergleichbaren Preisen und Bedingungen zu erhalten. Sollten die vorstehend beschriebenen Umstände eintreten, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Schaffung eigener finanzieller Strukturen und aus Verträgen mit Dritten.

In der Vergangenheit erfolgte die Finanzierung der Uniper Gruppe im Wesentlichen über den E.ON-Konzern im Rahmen der konzerneigenen Finanzierungsgrundsätze. Die Uniper Gruppe bleibt bis zum Wirksamwerden der Abspaltung in die Konzernfinanzierung des E.ON-Konzerns eingebunden. Mit der Börsennotierung endet u. a. die Einbeziehung der Uniper Gruppe in das Cash-Management-System des E.ON-Konzerns. Obwohl die Uniper Gruppe bereits neue Finanzierungsverträge in Form von syndizierten Bankenfinanzierungen abgeschlossen hat, besteht keine Gewähr dafür, dass sie in der Zukunft als eigenständiges Unternehmen die für die Konzernfinanzierung erforderlichen Mittel überhaupt oder zu wirtschaftlich angemessenen Bedingungen, etwa in Bezug auf die Bestellung von Kreditsicherheiten, von Dritten zur Verfügung gestellt bekommt. Sollte dies nicht der Fall sein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Notwendigkeit, die Strukturen und Kompetenzen zu etablieren, um zahlreiche regulatorische, rechtliche und sonstige Anforderungen zu erfüllen.

Da die Gesellschaft börsennotiert sein wird, muss die Geschäftsleitung – soweit dies nicht bereits geschehen ist – die erforderliche Kompetenz aufbauen, ein effizientes internes Buchungs- und Kontrollsystem, Systeme und Verfahren zum Risikomanagement vorzuhalten sowie die zahlreichen regulatorischen, rechtlichen und sonstigen Anforderungen zu erfüllen, die für unabhängige börsennotierte Gesellschaften gelten, einschließlich der Anforderungen an Corporate Governance, Zulassungsstandards, Finanzberichterstattung und Investor Relations. Seit der Verselbständigung der

Uniper Gruppe im Januar 2016 muss die Uniper Gruppe wesentliche Konzernfunktionen selbst wahrnehmen. Die Geschäftsleitung muss dabei die internen Verwaltungs- und Kontrollmechanismen für die Uniper Gruppe vor dem Hintergrund des neuen Status als unabhängige börsennotierte Gesellschaft prüfen und notwendige Änderungen vornehmen, um diesem neuen Status gerecht zu werden. Es besteht das Risiko, dass die Gesellschaft dies nicht rechtzeitig und auf effiziente Art und Weise erreichen kann. Weiterhin ist denkbar, dass die Struktur der Uniper Gruppe nach der Abspaltung nicht den Anforderungen einer erfolgreichen Unternehmensführung oder den Erwartungen ihrer Aktionäre oder künftigen Investoren gerecht wird. Alle oben genannten Faktoren könnten jeweils einzeln oder zusammen wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus erhöhten Aufwendungen für Verwaltung, Finanzierung und damit zusammenhängenden Aktivitäten.

Als Teil des E.ON-Konzerns hatte die Gesellschaft in der Vergangenheit Zugang zu einem großen Dienstleistungsspektrum in den Bereichen Verwaltung, Finanzen, IT, Logistik und in anderen Bereichen, die den E.ON-Konzerngesellschaften zentral zur Verfügung gestellt wurden. Die in diesem Prospekt enthaltenen Finanzabschlüsse für die Zeiträume vor der Abspaltung von der E.ON SE reflektieren die zusätzlichen Kosten, die der Gesellschaft als unabhängigem börsennotiertem Unternehmen zukünftig entstehen, nicht vollständig. Der Gesellschaft könnten zusätzliche Verwaltungsaufwendungen als unabhängigem börsennotiertem Unternehmen entstehen, einschließlich Aufwendungen für Leistungen, die der E.ON-Konzern weiterhin im Rahmen von Dienstleistungsverträgen entgeltlich zur Verfügung stellt, wenn auch zu Preisen, die das mit dritten Parteien erzielbare Preisniveau widerspiegeln. Als ein wesentlich kleineres Unternehmen kann die Gesellschaft auch bestimmte Größenvorteile verlieren, die der E.ON-Konzern im Bereich der Verwaltungstätigkeit erzielen konnte. Die Gesellschaft als unabhängiges Unternehmen ist keine gewachsene Struktur, sondern eine neu geschaffene Struktur, und es ist möglich, dass dies zu erhöhten Kosten führt. In Zukunft wird die Uniper Gesellschaft ferner nicht länger Finanzierungen in Anspruch nehmen können, die ihr entweder direkt vom E.ON-Konzern oder durch externe dritte Parteien – unterstützt durch Sicherheiten und Garantien des E.ON-Konzerns – zur Verfügung gestellt wurden. Ohne diesbezügliche weitere Unterstützung des E.ON-Konzerns und in Abhängigkeit von der eigenen Bonität und Finanzkraft können sich die künftige Finanzierung und die Fähigkeit, Garantien als Sicherheit für die vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Dritten zu geben, für die Gesellschaft als unabhängigem Unternehmen erschweren und verteuern. Jede der oben genannten Entwicklungen könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Wettbewerbsposition und die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.6 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus ihrer komplexen Finanzhistorie. Die für den Prospekt erstellten und darin aufgenommenen Kombinierten Abschlüsse geben unter Umständen keinen vollständigen Aufschluss über die Ergebnisse und die finanzielle Entwicklung der Uniper Gruppe als unabhängigem Unternehmen.

Die Gesellschaft firmierte unter dem Namen E.ON Kraftwerke GmbH („EKW“) und wurde im Dezember 2015 in eine Aktiengesellschaft sowie im April 2016 in eine Europäische Aktiengesellschaft (Societas Europaea – „SE“) umgewandelt. Die Geschäftstätigkeit der EKW unterschied sich wesentlich von der Geschäftstätigkeit der Gesellschaft nach der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung. Die Gesellschaft ist eine Emittentin mit komplexer finanztechnischer Vorgeschichte. Deshalb wurde für Zwecke des Prospekts ein Kombiniertes Abschluss für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 erstellt. Der im Prospekt enthaltene Kombinierte Abschluss der Gesellschaft für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 stellt die Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der zukünftigen Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe dar, wie sie sich historisch unter der Leitung des E.ON-Konzerns ergeben haben und in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen wurden. Aus diesem Grund kann aus den im Prospekt dargestellten historischen Finanzinformationen nur eingeschränkt eine Prognose über die zukünftige Entwicklung der in der Uniper Gruppe gebündelten Geschäftsaktivitäten abgeleitet werden. Die dargestellte wirtschaftliche Lage im Hinblick auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe spiegelt deshalb auch nicht notwendigerweise die wirtschaftliche Lage wider, die sich ergeben hätte, wenn diese bereits in den Geschäftsjahren zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 als eigenständige, börsennotierte Unternehmensgruppe bestanden hätte.

Dem Kombinierten Abschluss der Uniper SE für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre wurden verschiedene Annahmen und Schätzungen zugrunde gelegt, die Einfluss auf den Ausweis, die Bewertung und Erfassung von Vermögenswerten, Schulden, Erträgen und Aufwendungen sowie Eventualverbindlichkeiten haben. Annahmen und Schätzungen kamen insbesondere im Rahmen der Kombination bei der Erfassung von Ertragsteuern und der Einbeziehung bestimmter Tochtergesellschaften, die in den Berichtszeiträumen vom E.ON-Konzern gehalten wurden sowie der Zuordnung von in der Vergangenheit nicht weiterbelasteten Dienstleistungen zur Anwendung. Annahmen und Schätzungen sind mit Risiken verbunden und die in diesem Prospekt dargestellten historischen Finanzinformationen reflektieren die Veränderungen, die eingetreten wären beziehungsweise eintreten würden, wenn die Uniper Gruppe als unabhängige und eigenständige börsennotierte Unternehmensgruppe operiert hätte, nicht notwendigerweise vollständig. Die Realisierung des oben genannten Risikos könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Ansprüchen nach dem Umwandlungsgesetz in Folge der Abspaltung (sog. Nachhaftung und Recht der Gläubiger auf Sicherheitsleistung).

Die Gesellschaft haftet gemäß § 133 Abs. 1 und Abs. 3 Umwandlungsgesetz („UmwG“) gesamtschuldnerisch mit der E.ON SE für die bei der E.ON SE verbleibenden Verbindlichkeiten, die vor dem Wirksamwerden der Abspaltung begründet worden sind, wenn sie vor Ablauf von fünf Jahren nach der Bekanntmachung der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE fällig und daraus Ansprüche gegen die Gesellschaft in einer in § 197 Abs. 1 Nr. 3 bis 5 des Bürgerlichen Gesetzbuchs („BGB“) bezeichneten Art festgestellt sind oder eine gerichtliche oder behördliche Vollstreckungshandlung vorgenommen oder beantragt wird. Bei öffentlich-rechtlichen Verbindlichkeiten genügt der Erlass eines Verwaltungsakts. Für Versorgungsverpflichtungen aufgrund des Betriebsrentengesetzes verlängert sich die genannte Frist von fünf Jahren auf zehn Jahre. Die Haftung der Gesellschaft nach § 133 Abs. 1 und Abs. 3 UmwG betrifft nur eigene Verbindlichkeiten der E.ON SE und nicht solche Verbindlichkeiten der Tochtergesellschaften der E.ON SE.

Die Gesellschaft haftet demnach zwar nicht unmittelbar für Verluste der Tochtergesellschaften der E.ON SE, jedoch hat die E.ON SE Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge mit ihren Tochtergesellschaften für Verluste abgeschlossen und ist damit für diese Verluste ausgleichspflichtig, soweit diese nicht durch eine Entnahme aus der Rücklage der betreffenden Tochtergesellschaft oder Gewinne anderer Tochtergesellschaften ausgeglichen werden. Damit umfasst die gesamtschuldnerische Haftung der Gesellschaft auch die Verlustausgleichspflicht der E.ON SE.

Dementsprechend begründet § 133 Abs. 1 und Abs. 3 UmwG auch keine unmittelbare Haftung der Gesellschaft für die Erfüllung der Zahlungsverpflichtungen mit Blick auf die Stilllegung und den Rückbau von Kernkraftwerken sowie die Entsorgung und die Endlagerung der radioaktiven Abfälle in Bezug auf das im E.ON-Konzern verbleibende Kernenergiegeschäft in Deutschland. Diese Verpflichtungen treffen nicht die an der Abspaltung beteiligte E.ON SE, sondern deren mittelbare Tochtergesellschaft PreussenElektra GmbH („**PreussenElektra**“). Lediglich soweit gegenwärtige und zukünftige atomrechtliche Verpflichtungen zu einem Verlust bei der PreussenElektra und in der Folge auch zu einem Verlust bei ihrer unmittelbaren Muttergesellschaft, der E.ON Energie AG, führen und die E.ON SE für diesen Verlust aufgrund des zwischen der E.ON SE und der E.ON Energie AG bestehenden Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrags gemäß § 302 AktG haften muss, besteht innerhalb der dargestellten Fünfjahresfrist (§ 133 Abs. 3 Satz 1 UmwG) eine mittelbare Haftungsverpflichtung der Gesellschaft gegenüber der E.ON Energie AG in Höhe der Verlustausgleichspflicht.

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben im Abspaltungs- und Übernahmevertrag Freistellungsvereinbarungen zugunsten der Gesellschaft für den Fall getroffen, dass bestehende Verbindlichkeiten der E.ON SE gegenüber Dritten von diesen Dritten gegen die Gesellschaft geltend gemacht werden. Sollten Gläubiger der E.ON SE derartige bestehende Forderungen gegenüber der Gesellschaft geltend machen und erfüllt die E.ON SE ihre Freistellungsverpflichtungen nicht, könnte sich dies wesentlich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit sowie Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

Außerdem können nach dem UmwG Gläubiger der Gesellschaft binnen sechs Monaten nach dem Tag, an dem die Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der Gesellschaft bekannt gemacht worden ist, von der Gesellschaft verlangen, Sicherheit zu leisten, soweit sie keine Befriedigung

erlangen können und glaubhaft machen, dass durch die Abspaltung die Erfüllung ihrer Forderungen gefährdet wird. Sollte die Gesellschaft verpflichtet sein, solche Sicherheit zu leisten, könnte sich dies wesentlich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

2.8.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der Gesetzesinitiative der deutschen Bundesregierung zur Nachhaftung für Entsorgungskosten im Kernenergiebereich für die Risiken aus den deutschen Kernkraftaktivitäten des E.ON-Konzerns.

Die deutsche Bundesregierung hat am 9. November 2015 den Entwurf eines Gesetzes zur Nachhaftung für Rückbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich (Bundestagsdrucksache 18/6615) („**NachhaftungsG-Entwurf**“) in den Deutschen Bundestag eingebracht. Der NachhaftungsG-Entwurf sieht eine gesetzliche Nachhaftung von Unternehmen für von ihnen unmittelbar oder mittelbar beherrschte Betreibergesellschaften von Kernkraftwerken vor. Dabei wird eine Beherrschung eines Betreibers angenommen, wenn dem Unternehmen unmittelbar oder mittelbar die Hälfte der Anteile oder der Stimmrechte gehört. Die finanzielle Nachhaftung bezieht sich auf die Kosten für die Stilllegung und den Rückbau ihrer Kernkraftwerke sowie die Kosten für die Entsorgung und die Endlagerung der radioaktiven Abfälle. Sie bleibt auch dann bestehen, wenn das herrschende Unternehmen – etwa durch eine Abspaltung der Betreibergesellschaften auf eine nicht von dem herrschenden Unternehmen beherrschte Gesellschaft – seinen beherrschenden Einfluss auf die Betreibergesellschaften verliert. Nach dem NachhaftungsG-Entwurf soll die Nachhaftung zu dem Zeitpunkt enden, zu dem die ablieferungspflichtigen Stoffe des Betreibers vollständig an eine Anlage des Bundes zur Endlagerung radioaktiver Abfälle abgeliefert wurden und diese verschlossen sind.

Am 1. Juni 2016 hat die Bundesregierung eine Erklärung zur Umsetzung der Empfehlungen der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs („**KFK**“) abgegeben und die Vorbereitung einer Gesetzesinitiative angekündigt, die dann erst die Umsetzung im Detail regelt. Diese wird auch den Aspekt der Nachhaftung von abgespaltenen Konzernteilen umfassen. Ziel ist, den NachhaftungsG-Entwurf dahingehend zu erweitern, dass auch abgespaltene Unternehmen und Unternehmensteile für Zahlungsverpflichtungen der Betreibergesellschaften von Kernkraftwerken gegenüber einem noch zu errichtenden öffentlich-rechtlichen Fonds haften. Nach Empfehlung der KFK sollen die Betreibergesellschaften von Kernkraftwerken die notwendigen Mittel für die Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle (diese entsprachen zum 31. Dezember 2014 bei allen Energieversorgungsunternehmen gemeinsam € 17,2 Mrd.) zwecks Übernahme der entsprechenden Aufgaben durch den Staat an einen öffentlich-rechtlichen Fonds übertragen. Gegen Zahlung eines Risikozuschlags von rund 35 % können die Unternehmen die Haftung vollständig auf den Staat übertragen. Die Nachhaftungsverpflichtung des abgespaltenen Unternehmens bzw. Unternehmensteils soll bestehen, solange die Übertragung der erforderlichen Mittel für die Zwischen- und Endlagerung einschließlich des hierauf entfallenden Risikozuschlags nicht erfolgt ist. Nach dem Willen der Bundesregierung sollen von der (bisher noch nicht in Kraft getretenen und insoweit noch nicht im parlamentarischen Verfahren befindlichen) erweiterten Regelung sämtliche Abspaltungen nach dem 1. Juni 2016 erfasst sein.

Eine Verabschiedung des NachhaftungsG-Entwurfs nach den in der Erklärung der Bundesregierung vom 1. Juni 2016 zum Ausdruck gebrachten Vorstellungen hätte zur Folge, dass die Gesellschaft nach der Abspaltung über die Nachhaftung nach dem UmwG (siehe „2.8.7 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich aus Ansprüchen nach dem Umwandlungsgesetz in Folge der Abspaltung (sog. Nachhaftung und Recht der Gläubiger auf Sicherheitsleistung)“) hinaus für den auf die von E.ON beherrschten Betreiber entfallenden Teil der Kosten der Zwischen- und Endlagerung der radioaktiven Abfälle bis zur Einzahlung der erforderlichen Mittel für die Zwischen- und Endlagerung sowie der Einzahlung eines Risikoaufschlags von rund 35 % auf die erforderlichen Mittel nachhaften könnte.

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben im Abspaltungs- und Übernahmevertrag eine Freistellungsvereinbarung zugunsten der Gesellschaft für den Fall getroffen, dass bestehende Verbindlichkeiten der E.ON SE gegenüber Dritten von diesen Dritten gegen die Gesellschaft geltend gemacht werden, sodass sich das Risiko der Gesellschaft auf den Fall beschränkt, dass die E.ON SE ihre Freistellungsverpflichtungen nicht erfüllt. Es besteht das Risiko, dass die Freistellungsverpflichtung gegenüber der Gesellschaft zum Ablauf des 31. Dezember 2026 verjährt, sofern nicht verjährungshemmende oder -unterbrechende Maßnahmen vorliegen.

Für den Fall, dass (i) der NachhaftungsG-Entwurf erweitert um eine Regelung, nach der auch abgespaltene Unternehmen oder Unternehmensteile für Zahlungsverpflichtungen an den zu errichtenden öffentlich-rechtlichen Fonds haften, umgesetzt wird, (ii) die Regelung verfassungskonform ist, (iii) die PreussenElektra ihren Zahlungsverpflichtungen an den zu errichtenden öffentlich-rechtlichen Fonds für die Zwischen- und Endlagerung der radioaktiven Abfälle nicht nachkommt und (iv) die E.ON SE ihren eigenen Nachhaftungsverpflichtungen nach dem NachhaftungsG-Entwurf nicht nachkommt und ihre Freistellungsverpflichtungen gegenüber der Gesellschaft aus dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag nicht erfüllt bzw. diese verjährt sind, würde sich die Nachhaftung der Gesellschaft realisieren. Dies würde sich wesentlich nachteilig auf die Geschäftstätigkeit sowie auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe auswirken.

2.8.9 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Umstand, dass bei der Durchführung der Abspaltung etwaige nicht genutzte steuerliche Verlustvorträge, Zinsvorträge und steuerliche EBITDA-Vorträge der Gesellschaft und ihrer Tochtergesellschaften möglicherweise untergegangen sein könnten.

Nicht genutzte Verluste und Zinsvorträge sind nicht mehr vollständig abziehbar, wenn innerhalb von fünf Jahren mehr als 50 % des Grundkapitals oder der Stimmrechte an einer Körperschaft unmittelbar oder mittelbar an einen Erwerber oder diesem nahe stehende Personen oder eine Gruppe von Erwerbern mit gleichgerichteten Interessen übertragen werden oder ein vergleichbarer Sachverhalt vorliegt (schädlicher Beteiligungserwerb). Wenn mehr als 25 % und bis zu 50 % des Grundkapitals oder der Stimmrechte an der Körperschaft übertragen werden oder ein anderer schädlicher Beteiligungserwerb im vorgenannten Sinne vorliegt, sind die nicht genutzten Verluste und Zinsvorträge nur entsprechend der übertragenen Quote nicht mehr abziehbar. Die vorgenannten Beschränkungen finden keine Anwendung, wenn das Grundkapital oder die Stimmrechte an der Körperschaft auf Erwerber übertragen werden, die zu demselben, in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen näher beschriebenen Konzern gehören, zu dem auch die jeweilige Körperschaft gehört (Konzernklausel) oder soweit die Verluste nicht die in Deutschland steuerpflichtigen stillen Reserven übersteigen (Verschonungsregelung). Derzeit ist unklar, ob die für laufende Verluste, nicht genutzte Verluste und Zinsvorträge geltenden Beschränkungen auch auf ggf. vorhandene steuerliche EBITDA-Vorträge (gemäß § 4h Abs. 1 Satz 3 Einkommensteuergesetz) Anwendung finden. Im Zuge der Abspaltung kann es zu einem schädlichen Beteiligungserwerb kommen, soweit Gesellschaften der Uniper Gruppe im oben genannten Umfang einen anderen mittelbaren Anteilseigner bekommen. Unter Berücksichtigung der derzeitigen Steuergesetzgebung kann ein Untergang der nicht genutzten Verluste und Zinsvorträge insbesondere dann verhindert werden, wenn und soweit das Betriebsvermögen der jeweiligen Gesellschaft im Inland steuerpflichtige stille Reserven enthält. Der Eintritt eines der vorgenannten Risiken könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.8.10 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus den Einflussnahmemöglichkeiten der E.ON SE auf die Gesellschaft, die mit der (mittelbaren) Minderheitsbeteiligung von 46,65 % am Grundkapital nach der Abspaltung von der E.ON SE verbunden sind.

Mit Wirksamwerden der Abspaltung der Uniper Gruppe und der Übertragung der Uniper-Aktien an die Aktionäre der E.ON SE als Spaltungsgegenleistung reduziert sich die mittelbare Beteiligung der E.ON SE – über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH – an der Uniper SE auf 46,65 % des Grundkapitals und der Stimmrechte. Derzeit sind zwei Mitglieder des aus zwölf Personen bestehenden Aufsichtsrats der Gesellschaft Mitglieder des Vorstands der E.ON SE. Es ist beabsichtigt, dass Dr. Johannes Teyssen, Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker spätestens im ersten Halbjahr 2017 ihre Ämter niederlegen und somit dann nur noch ein Mitglied des aus zwölf Personen bestehenden Aufsichtsrats der Gesellschaft gleichzeitig Mitglied des Vorstands der E.ON SE ist. Zudem ist der Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft ein ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Abhängig von der Präsenz auf der jeweiligen Hauptversammlung der Gesellschaft stellt die 46,65 %ige Beteiligung der E.ON SE eine einfache Stimmenmehrheit oder auch eine qualifizierte Mehrheit dar. Die durchschnittliche Anzahl der in den letzten drei Hauptversammlungen der E.ON SE abgegebenen gültigen Stimmen belief sich im Jahr 2014 auf ca. 32 %, im Jahr 2015 auf ca. 33 % und im Jahr 2016 auf ca. 45 % des Grundkapitals der E.ON SE. Mit der ihr nach der Abspaltung verbleibenden (mittelbaren) Beteiligung kann die E.ON SE abhängig von der Präsenz auf der Hauptversammlung der Gesellschaft auch gegen die Stimmen der anderen Aktionäre Beschlüsse fassen, die lediglich der einfachen Mehrheit bedürfen. Hierzu zählen

insbesondere die Beschlüsse über die Gewinnverwendung und die Entlastung des Vorstands und des Aufsichtsrats. Diese Beschlüsse müssen nicht notwendigerweise mit den Interessen der anderen Aktionäre übereinstimmen. Im Hinblick auf die Wahl von Aufsichtsratsmitgliedern beabsichtigt die E.ON SE, sich gemeinsam mit der E.ON Beteiligungen GmbH spätestens in der ersten Jahreshälfte des Jahres 2017 in einer Entkonsolidierungsvereinbarung zu verpflichten, ihre Stimmrechte in Bezug auf die Wahl von zwei der sechs Aufsichtsratsmitglieder der Anteilseignervertreter nicht auszuüben. Wenn bei einer entsprechend niedrigen Präsenz auf der Hauptversammlung die (mittelbare) Beteiligung der E.ON SE einer qualifizierten Mehrheit von 75 % der anwesenden Stimmen entspricht, kann die E.ON SE auch gegen die Stimmen der anderen Aktionäre solche Beschlüsse fassen, die eine qualifizierte Mehrheit der abgegebenen Stimmen oder des vertretenen Grundkapitals erfordern, wie z. B. Kapitalerhöhungen zum Zwecke der Finanzierung von Akquisitionen, Investitionen oder zu anderen Zwecken. Auch solche Beschlussfassungen müssen nicht notwendigerweise im Interesse der anderen Aktionäre sein. Zudem kann die E.ON SE Hauptversammlungsbeschlüsse, für die eine qualifizierte Mehrheit erforderlich ist, verhindern. Sollte eine Einflussnahme der E.ON SE entgegen den Interessen der anderen Aktionäre erfolgen, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.9 RISIKEN IM ZUSAMMENHANG MIT DER AUFNAHME DES BÖRSENHANDELS IN AKTIEN DER GESELLSCHAFT UND KAPITALMARKTTRANSAKTIONEN

2.9.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus dem Umstand, dass diese als börsennotiertes Unternehmen zusätzlichen Anforderungen unterliegt, die mit erheblichen Kosten verbunden sind, darunter u. a. die Erstellung von Quartalsmitteilungen.

Mit der Börseneinführung nach der Abspaltung unterliegt die Gesellschaft den Rechtsvorschriften für den Regulierten Markt der Frankfurter Wertpapierbörse mit den Zulassungsfolgepflichten des Prime Standards und den mit einer Notierung verbundenen börsen- und wertpapierrechtlichen Vorschriften. Diese verlangen neben der Veröffentlichung von Quartalsmitteilungen innerhalb von zwei Monaten nach dem Ende des Quartals und der Rechnungslegung nach IFRS auch die Veröffentlichung von Ad-hoc-Mitteilungen und die Durchführung von Analystenveranstaltungen. Daneben gilt das Verbot des Insiderhandels, die Verpflichtung zur Führung von Insiderlisten und das Verbot der Marktmanipulation. Die Buchhaltung, das Controlling sowie das Risikomanagement und die Corporate Governance für börsennotierte Unternehmen müssen ebenfalls erhöhten Anforderungen entsprechen, die die Gesellschaft in der Vergangenheit als nicht börsennotiertes Unternehmen innerhalb des E.ON-Konzerns nicht erfüllen musste. Die Erfüllung dieser Anforderungen erfordert zusätzliche personelle Ressourcen, verursacht zusätzliche Kosten und die Verletzung dieser Anforderungen kann zu regulatorischen Bußgeldern oder Strafen führen. Weiterhin hat die Gesellschaft in der Zukunft eine öffentliche Hauptversammlung durchzuführen, die von der Gesellschaft in der Vergangenheit in dieser Form nicht durchgeführt wurde. Darüber hinaus unterliegen börsennotierte Unternehmen erhöhten Anforderungen hinsichtlich der Marktkommunikation und den Investor Relations. Für die dargestellten zusätzlichen Tätigkeiten ist zusätzliche Zeit der Geschäftsführung und von weiteren Mitarbeitern erforderlich, die nicht für das operative Geschäft zur Verfügung steht. Dies könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.9.2 Für Anleger ergeben sich Risiken aus Aktienkursverlusten, die ihnen aus gegenwärtigen oder künftigen Verkäufen der Aktien der Gesellschaft entstehen könnten.

Nach Wirksamwerden der Abspaltung und Aufnahme des Börsenhandels der Uniper-Aktien könnten diese alsbald in einer erheblichen Anzahl veräußert werden, und der Kurs der Uniper-Aktien könnte entsprechend stark nachgeben. Ein Grund für einen solchen Kursrückgang könnte sein, dass die Aktionäre die Uniper-Aktien verkaufen, weil sie nicht in die abgespaltenen Aktivitäten investieren möchten, und neue Investoren Uniper-Aktien nicht in demselben Umfang kaufen, da beispielsweise noch keine Erfahrungen mit der Gesellschaft als unabhängigem Unternehmen vorliegen. Vor allem ist es wahrscheinlich, dass die Aktien der Gesellschaft nicht in die gleichen Aktienindizes aufgenommen werden, in denen die Aktien der E.ON SE heute enthalten sind. Das bedeutet, dass Aktionäre, die aufgrund ihrer Anlagerichtlinien oder aus anderen Gründen nur in Aktien eines bestimmten Aktienindex, in dem aktuell u. a. auch die E.ON SE enthalten ist, investieren können, die Uniper-Aktien alsbald nach der Börsennotierung verkaufen müssen.

Zudem wird die Gesellschaft mit Börseneinführung kein eigenes sog. *American Depositary Receipts* („ADR“)-Programm in den USA etablieren. Dies bedeutet, dass Aktien der E.ON SE, soweit sie in den USA in Form von ADR verkäuflich sind, durch einen Vertreter des Verwahrers (*Depositary*) nach Wirksamwerden der Abspaltung verkauft werden. Der Erlös (nach Abzug von Kosten und ggf. Steuern) aus dem Verkauf der im Rahmen der Abspaltung den ADR-Inhabern zugeteilten Aktien der Gesellschaft wird an diese ausgekehrt. Es ist daher möglich, dass zeitnah nach Notierung der Aktien der Gesellschaft am Regulierten Markt ein erheblicher Verkaufsdruck entsteht, und dies könnte negative Auswirkungen auf den Aktienkurs der Gesellschaft haben.

Halteverpflichtungen seitens der Aktionäre bestehen mit Ausnahme der nach der Abspaltung verbleibenden (mittelbaren) Minderheitsbeteiligung der E.ON SE in Höhe von 46,65 % an der Gesellschaft nicht. Sollte die E.ON SE aufgrund einer Befreiung von der Halteverpflichtung oder nach dem zeitlichen Ablauf der am 1. September 2016 beginnenden und 90 Tage nach dem ersten Handelstag der Aktien der Gesellschaft an der Frankfurter Wertpapierbörse endenden Halteverpflichtung eine erhebliche Zahl ihrer Aktien über die Börse veräußern oder der Markt einen solchen Verkauf vorwegnehmen, könnte dies den Aktienkurs negativ beeinflussen. Aktienkursverluste könnten wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Geschäftstätigkeit sowie die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben.

2.9.3 Für Anleger ergeben sich Risiken aus dem Umstand, dass keine Gewähr besteht, dass sich ein aktiver und liquider Markt für die Aktien der Gesellschaft entwickelt.

Vor der Notierung der Aktien gab es keinen öffentlichen Markt für die Aktien der Gesellschaft. Es gibt keine Gewähr, dass sich ein liquider Handel für die Aktien entwickelt und etabliert. Investoren werden möglicherweise nicht in der Lage sein, ihre Aktien schnell oder zum Marktpreis zu veräußern, wenn kein aktiver Handel für die Aktien existiert. Sollte sich kein aktiver und liquider Markt entwickeln, könnte dies wirtschaftlich nachteilige Auswirkungen auf die Investition in Aktien der Gesellschaft haben.

2.9.4 Für Anleger ergeben sich Risiken aus verschiedenen Faktoren, die sich nachteilig auf den Börsenkurs der Uniper sowie dessen Volatilität auswirken könnten.

Vor der Abspaltung der Gesellschaft von der E.ON SE gab es keinen öffentlichen Markt für die Aktien der Gesellschaft. Nach dem Börsengang könnten das Handelsvolumen der Aktien und der Aktienkurs starken Schwankungen unterliegen, insbesondere weil ein erheblicher Teil der Uniper-Aktien den Aktionären der E.ON SE ohne deren eigene Anlageentscheidung in ihre Wertpapierdepots eingebucht wird und diese möglicherweise nicht langfristig oder überhaupt in die Aktien der Gesellschaft investieren wollen. Es ist auch möglich, dass institutionelle Aktionäre entsprechend ihrer Anlagepolitik nicht in Aktien der Gesellschaft anlegen dürfen. Weiterhin ist möglich, dass sich Investoren keine ausreichende Meinung für eine Anlageentscheidung oder eine Bewertung der Uniper Gruppe gebildet haben.

Sofern der Aktienkurs der Aktie der Gesellschaft sinkt, sind Anleger möglicherweise nicht in der Lage, ihre Aktien zu dem Börsenkurs zu verkaufen, den sie für angemessen halten. Weitere Umstände, die sich negativ auf den Börsenkurs auswirken oder zu starken Schwankungen im Handelsvolumen der Aktien führen könnten, sind u. a. Veränderungen in den Finanzzahlen der Uniper Gruppe, etwaiger Gewinnprognosen oder Veränderungen in der wirtschaftlichen und konjunkturellen Lage von Energieunternehmen, Übernahmeangebote, negative Veränderungen bei Wettbewerbern oder negative Abweichungen von den Erwartungen von Investoren oder Analysten. Auch eine Änderung der Strategie der Uniper Gruppe oder eine Veränderung der Risikoeinschätzung sowie der Aktionärsstruktur oder sonstige Faktoren könnten sich nachteilig auswirken. Schließlich könnten allgemeine Schwankungen in den Börsenkursen, insbesondere von Aktien anderer Gesellschaften im Energiebereich, dazu führen, dass ein Preisdruck auf die Aktien der Gesellschaft entsteht, selbst wenn dies nicht durch die Geschäftstätigkeit oder die Geschäftsentwicklung der Uniper Gruppe verursacht worden ist. Dies könnte wirtschaftlich nachteilige Auswirkungen auf die Investition in Aktien der Gesellschaft haben.

2.9.5 Für Anleger ergeben sich Risiken aus dem Umstand, dass der kumulative Wert der Aktien der Gesellschaft und der Aktien der E.ON SE möglicherweise nicht den Wert der Aktien der E.ON SE vor der Abspaltung erreicht bzw. übersteigt.

Nach der Abspaltung bleiben die Aktien der E.ON SE börsennotiert und werden ab dem Handelstag nach dem Wirksamwerden der Abspaltung unter Berücksichtigung der Abspaltung gehandelt. Es besteht keine Gewähr, dass die Summe des Börsenpreises der Aktien der E.ON SE nach Abspaltung und des Börsenpreises der Aktien der Gesellschaft, die den Aktionären der E.ON SE gemäß dem Zuteilungsverhältnis zugeteilt werden, dem Börsenpreis der Aktien der E.ON SE vor der Abspaltung entspricht oder darüber liegt. Bis der Markt das Geschäft des E.ON-Konzerns ohne das Geschäft der Gesellschaft und auch das Geschäft der Gesellschaft als unabhängiges Unternehmen vollständig bewertet hat, könnten erhebliche Kursschwankungen bei den Aktien der Gesellschaft und bei Aktien der E.ON SE verzeichnet werden und dies könnte wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Investition in Aktien der Gesellschaft haben.

2.9.6 Hinsichtlich des Börsenkurses der Aktien ergeben sich Risiken für den Anleger aus der Emission neuer Aktien im Rahmen von Kapitalerhöhungen (u. a. auch durch die Begebung von Anleihen mit Wandlungsrechten bzw. -pflichten) oder der Umplatzierung von Altaktien.

Die Uniper Gruppe könnte in der Zukunft Kapital durch die Emission neuer Aktien oder durch die Begebung von Anleihen mit Wandlungsrechten/-pflichten aufnehmen. Bei der Durchführung derartiger Wertpapiertransaktionen könnten aufgrund ausländischer wertpapierrechtlicher Vorschriften, insbesondere in den USA, Beschränkungen für Investoren, daran teilzunehmen, bestehen. Die Emission weiterer Aktien oder Wertpapiere, die mit Wandlungsrechten ausgestattet sind, könnte den Börsenkurs der Aktien wesentlich nachteilig beeinflussen und hätte eine Verwässerung der wirtschaftlichen Rechte und der Stimmrechte der bestehenden Aktionäre zur Folge, falls den bestehenden Aktionären keine Bezugsrechte gewährt werden, sondern das Bezugsrecht ausgeschlossen wird. Da etwaige künftige Angebote zeitlich und auch von ihrer Art her von den Marktbedingungen zum Zeitpunkt eines solchen Angebots abhängen würden, können zur Höhe, zeitlichen Planung oder Art eines künftigen Angebots keine Aussagen getroffen und keine Schätzungen vorgenommen werden. Daher tragen die Inhaber von Aktien das Risiko, dass künftige Angebote den Börsenkurs der Aktien belasten und/oder ihre Beteiligungen an der Gesellschaft verwässern. Zu einer solchen Verwässerung könnte es außerdem kommen, wenn andere Gesellschaften übernommen werden oder Investitionen in Gesellschaften im Austausch gegen neu ausgegebene Aktien der Gesellschaft getätigt werden und wenn Mitarbeiter im Rahmen von künftigen Aktienoptionsplänen erhaltene Aktienoptionen ausüben oder im Rahmen von künftigen Mitarbeiterbeteiligungsprogrammen Aktien ausgegeben werden. Treten eines oder mehrere dieser Risiken ein, könnte dies wesentliche nachteilige Auswirkungen auf die Investition in Aktien der Gesellschaft haben.

3 ALLGEMEINE INFORMATIONEN

3.1 VERANTWORTUNG FÜR DEN INHALT DIESES PROSPEKTS

Die Uniper SE, E.ON-Platz 1, 40479 Düsseldorf, Deutschland, sowie die J.P. Morgan Securities plc, 25 Bank Street, Canary Wharf, E14 5JP London, Großbritannien („**J.P. Morgan**“) und die Morgan Stanley Bank AG, Junghofstrasse 13-15, 60311 Frankfurt am Main, Deutschland („**Morgan Stanley**“) und gemeinsam mit J.P. Morgan, die „**Listing Agents**“), übernehmen die Verantwortung für den Inhalt dieses Prospekts gemäß § 5 Abs. 4 des Wertpapierprospektgesetzes („**WpPG**“) und erklären, dass ihres Wissens die in diesem Prospekt enthaltenen Angaben richtig sind und keine wesentlichen Umstände ausgelassen sind, und dass sie die erforderliche Sorgfalt haben walten lassen, um sicherzustellen, dass die in diesem Prospekt genannten Angaben ihres Wissens nach richtig und keine Tatsachen ausgelassen worden sind, die die Aussage des Prospekts verändern können.

Für den Fall, dass vor einem Gericht Ansprüche aufgrund der in diesem Prospekt enthaltenen Informationen geltend gemacht werden, könnte der als Kläger auftretende Anleger in Anwendung der einzelstaatlichen Rechtsvorschriften der Staaten des Europäischen Wirtschaftsraums die Kosten für die Übersetzung des Prospekts vor Prozessbeginn zu tragen haben.

Unbeschadet des § 16 WpPG, der die Prospektverantwortlichen verpflichtet, bei Eintritt von wichtigen neuen Umständen oder einer wesentlichen Unrichtigkeit in Bezug auf die im Prospekt enthaltenen Angaben, die die Beurteilung der Wertpapiere beeinflussen könnten und die nach Billigung des Prospekts und vor der Einführung der Aktien in den Handel aufgetreten sind oder festgestellt wurden, einen Nachtrag zum Prospekt zu veröffentlichen, sind weder die Gesellschaft noch die Listing Agents verpflichtet, den Prospekt zu aktualisieren.

3.2 DOKUMENTE ZUR EINSICHTNAHME

Für die Gültigkeitsdauer dieses Prospekts bis zum 2. September 2017 können die folgenden Dokumente (oder Kopien davon) während der üblichen Geschäftszeiten in den Räumen der Gesellschaft, E.ON-Platz 1, 40479 Düsseldorf, Deutschland, eingesehen werden:

- die Satzung der Gesellschaft in ihrer aktuell gültigen Fassung (die „**Satzung**“);
- der geprüfte kombinierte Abschluss der Gesellschaft (erstellt nach den IFRS und den Interpretationen des IFRS IC, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der EU-Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden) für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre (der „**Kombinierte Abschluss**“);
- der ungeprüfte verkürzte konsolidierte Zwischenabschluss der Gesellschaft (erstellt nach dem International Accounting Standard („**IAS**“) 34 (für Zwischenberichterstattung)) für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (der „**Konsolidierte Zwischenabschluss**“);
- die geprüften Jahresabschlüsse der Gesellschaft (erstellt nach HGB) für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

Die vorgenannten Dokumente sind für die Gültigkeitsdauer dieses Prospekts auch auf der Webseite der Gesellschaft verfügbar (<http://www.uniper.energy>). Zukünftige Jahresabschlüsse, Konzernabschlüsse sowie Zwischenabschlüsse der Gesellschaft werden ebenfalls bei der Gesellschaft und in elektronischer Form auf der vorgenannten Webseite zur Verfügung gestellt.

3.3 GEGENSTAND DIESES PROSPEKTS

Gegenstand dieses Prospekts zum Zwecke der Börsenzulassung sind 365.960.000 auf den Namen lautende Stückaktien ohne Nennbetrag (die „**Aktien**“), jeweils mit einem rechnerischen Nennbetrag von € 1,70 am Grundkapital der Gesellschaft (gesamtes Grundkapital nach Wirksamwerden der Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit der Abspaltung und Übertragung aller Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Gesellschaft unter Ausgabe von Aktien an der Gesellschaft, die 53,35 % des Grundkapitals der Gesellschaft ausmachen, an die Aktionäre der E.ON SE).

3.4 ZUKUNFTSGERICHTETE AUSSAGEN

Dieser Prospekt enthält bestimmte zukunftsgerichtete Aussagen. Darunter fallen Aussagen zur zukünftigen Ertragskraft, Pläne und Erwartungen im Hinblick auf die Geschäftstätigkeit und das

Management der Uniper Gruppe, Wachstum und Ertragsfähigkeit der Uniper Gruppe sowie allgemeine wirtschaftliche und regulatorische Bedingungen sowie andere Faktoren, die einen Einfluss auf die Uniper Gruppe haben können.

Zukunftsgerichtete Aussagen in diesem Prospekt basieren auf aktuellen Schätzungen und Annahmen nach dem derzeitigen Kenntnisstand der Uniper Gruppe. Diese zukunftsgerichteten Aussagen unterliegen Risiken, Schätzungen, Annahmen, Ungewissheiten und anderen Faktoren, deren Eintritt oder Ausbleiben dazu führen kann, dass die tatsächlichen Ergebnisse, einschließlich der Finanz- und Ertragslage, Leistungen, Errungenschaften oder Geschäftserfolge der Uniper Gruppe wesentlich von den ausdrücklichen oder implizierten Prognosen abweichen oder diese verfehlen. Angesichts der Unsicherheiten und Annahmen ist es auch möglich, dass die in diesem Prospekt aufgeführten zukünftigen Ereignisse nicht eintreten. Zukunftsgerichtete Aussagen werden in ihrer Gesamtheit unter Bezug auf die in diesem Prospekt erläuterten Faktoren eingeschränkt. Tatsächliche Ergebnisse, Leistungen oder Ereignisse können wesentlich von diesen Aussagen abweichen, u. a. aufgrund von:

- Veränderungen der allgemeinen wirtschaftlichen und finanziellen Rahmenbedingungen;
- Veränderungen der Energie- und Rohstoffpreise;
- Veränderungen bei den in der Energieversorgung eingesetzten Technologien;
- politischen, rechtlichen und regulatorischen Veränderungen in den Märkten, in denen die Uniper Gruppe tätig ist;
- Veränderungen des Wettbewerbs;
- Änderungen von Gesetzen und Verordnungen;
- Veränderungen der Wechselkurse;
- Veränderung der Zinsen; oder
- negativen Auswirkungen aus aktuellen oder zukünftigen Rechtsstreitigkeiten.

Ebenso unterliegt die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe einigen Risiken und Ungewissheiten, die dazu führen könnten, dass eine zukunftsgerichtete Aussage, Schätzung oder Prognose in diesem Prospekt unrichtig wird. Entsprechend werden Anleger aufgefordert, vor allem die im Folgenden genannten Abschnitte des Prospekts zu lesen: „2. Risikofaktoren“, „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage“, „10. Markt und Wettbewerb“, „11. Geschäftstätigkeit“ und „21. Geschäftsgang und -aussichten“. Diese Abschnitte enthalten detailliertere Beschreibungen von Faktoren, die einen Einfluss auf die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe und die Märkte, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, haben könnten.

Angesichts dieser Risiken, Ungewissheiten und Annahmen ist es möglich, dass in diesem Prospekt beschriebene zukünftige Ereignisse nicht eintreten und zukunftsgerichtete Schätzungen und Prognosen, die aus Studien Dritter abgeleitet und in diesem Prospekt wiedergegeben wurden, sich als unrichtig erweisen (siehe „3.6 Quellenangaben von Marktdaten“). Sofern nicht gesetzlich vorgeschrieben, übernehmen zudem weder die Gesellschaft noch die Listing Agents die Verpflichtung zur Aktualisierung zukunftsgerichteter Aussagen oder deren Anpassung an tatsächliche Ereignisse oder Entwicklungen. Die in diesem Prospekt aufgeführten Risiken stellen möglicherweise nicht die einzigen Risiken dar, denen die Gesellschaft ausgesetzt ist. Es können immer wieder neue Risikofaktoren hinzukommen und es ist der Gesellschaft nicht möglich, sämtliche Risikofaktoren für ihre Geschäftstätigkeit oder den Umfang, in dem jeder dieser Faktoren, oder eine Kombination daraus, zu einer wesentlichen Abweichung der tatsächlichen Ergebnisse von den in den zukunftsgerichteten Aussagen enthaltenen Ergebnissen führen kann, vorherzusehen. Angesichts dieser Risiken und Ungewissheiten sollten sich Anleger nicht über Gebühr auf zukunftsgerichtete Aussagen für die Vorhersage tatsächlicher Ergebnisse verlassen.

3.5 WÄHRUNGSANGABEN

Die in diesem Prospekt angegebenen Beträge in „€“ oder „Euro“ beziehen sich auf die Einheitswährung der teilnehmenden Mitgliedstaaten der dritten Stufe der Europäischen Wirtschaftsunion laut Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft. Die Angaben in anderen Währungen beziehen sich auf die gesetzliche Währung des jeweiligen Landes. Die funktionale Währung der Uniper Gruppe ist der Euro und der Kombinierte Abschluss und der Konsolidierte Zwischenabschluss wurden in Euro aufgestellt.

3.6 QUELLENANGABEN VON MARKTDATEN

Bestimmte Angaben in diesem Prospekt zu Marktumfeld, Marktentwicklungen, Wachstumsraten, Markttrends und zur Wettbewerbssituation in den Märkten und Segmenten, in denen die Gesellschaft tätig ist, stammen aus öffentlich zugänglichen externen Quellen, von denen die bedeutsamsten nachfolgend genannt sind:

- Europäische Kommission, Energy Union Package, 25. Februar 2015;
- Europäische Kommission, Anhang zum Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“, Juni 2015;
- IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015;
- IEA, Medium-Term Gas Market Report, Juli 2016;
- IHS Energy January 2016 European Base-Load Wholesale Power Price and Spreads Projections to 2021, 4. August 2016;
- IHS CERA, European Gas Supply & Demand Outlook to 2040 – Rivalry, Juli 2016;
- IHS CERA, European Gas Long-Term Price Outlook, Juli 2016;
- IHS CERA Energy, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, 28. Juli 2016;
- IHS CERA, Long-Term LNG Market Outlook, Juli 2016;
- IHS, LNG Market SnD Gap, Juli 2016;
- IHS, IHS Energy Insight, Juli 2015;
- IHS Global Insight, World Economic Service, Juli 2016;
- IHS, Steam Coal Seaborne Exports and Imports Outlook to 2040, Juli 2016;
- IWF, World Economic Outlook Data Base, Juli 2016.

Sofern nicht anders angegeben, basieren die Angaben in diesem Prospekt zu Marktumfeld, Marktentwicklungen, Wachstumsraten, Markttrends und Wettbewerb in den Märkten, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, auf Einschätzungen der Gesellschaft, die teilweise auf internen Beobachtungen des Markts und Marktstudien beruhen. Außerdem werden an bestimmten Stellen in diesem Prospekt die oben genannten, öffentlichen und nicht öffentlichen Marktstudien zitiert. Die Marktdaten und sonstigen Informationen, auf deren Grundlage Dritte ihre Studien erstellt haben, oder die externen Quellen, auf denen die Schätzungen basieren, wurden von der Gesellschaft und den Listing Agents nicht unabhängig überprüft. Daher übernehmen die Gesellschaft und die Listing Agents keine Verantwortung für die Richtigkeit der Angaben in Bezug auf Marktumfeld, Marktentwicklungen, Wachstumsraten, Markttrends und Wettbewerbssituation, die in diesem Prospekt aus Studien Dritter dargestellt werden, oder für die Richtigkeit der Angaben, auf denen die Schätzungen dieser Studien beruhen.

In dem Umfang, in dem die Schätzungen der Gesellschaft auf Informationen beruhen, die nicht aus öffentlich verfügbaren Quellen stammen, ist die Gesellschaft der Ansicht, dass diese Schätzungen mit der gebotenen Sorgfalt erstellt wurden und dass sie die relevanten Informationen auf neutrale Art und Weise wiedergeben. Alle Angaben in diesem Prospekt, die von der Gesellschaft aus öffentlich zugänglichen Quellen oder auf andere Weise aus Quellen Dritter abgeleitet wurden, sind korrekt wiedergegeben mit Verweis auf die entsprechende Quelle. Soweit es der Gesellschaft bekannt ist und sie diese Informationen aus den durch externe Quellen veröffentlichten Angaben ableiten konnte, wurden keine Fakten dargestellt, die die in diesem Prospekt reproduzierten Angaben falsch oder irreführend gestalten würden. Jedoch sollten sich Anleger darüber bewusst sein, dass Marktstudien oftmals auf Informationen oder Annahmen beruhen, die eventuell unrichtig oder nicht zweckmäßig sind, und dass häufig bereits die Methodik dieser Studien als solche einen vorhersagenden und spekulativen Charakter hat.

3.7 MARKTSCHUTZVEREINBARUNG

Es bestehen die folgenden Marktschutzvereinbarungen:

Während des am 1. September 2016 beginnenden und 90 Tage nach dem ersten Handelstag der Aktien der Gesellschaft an der Frankfurter Wertpapierbörse endenden Zeitraums wird die E.ON SE

(vorbehaltlich der Ausnahmen von Transaktionen mit Gesellschaften des E.ON-Konzerns, vorausgesetzt, dass diese Konzerngesellschaften gegenüber den Listing Agents diese Marktschutzverpflichtung für den dann verbleibenden Teil der Marktschutzperiode der E.ON SE übernehmen) ohne die vorherige schriftliche Zustimmung der Listing Agents (die nicht unangemessen verweigert werden darf) weder (1) Aktien der Gesellschaft anbieten, verpfänden, zuteilen, verkaufen oder diesbezügliche Optionen verkaufen oder Verkaufsoptionen erwerben oder anderweitig Aktien der Gesellschaft mittelbar oder unmittelbar übertragen oder veräußern, noch (2) eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals der Gesellschaft vorschlagen, für einen solchen Vorschlag stimmen oder einen Vorschlag zur Ausgabe von Gesellschaftsanteilen, inklusive Optionsrechte auf Aktien der Gesellschaft, anderweitig unterstützen. Diese Beschränkung gilt nicht für Verkäufe, die in anderer Weise als durch (i) den Handel an einer Börse und (ii) börsengeschäftsähnliche Transaktionen (wie Platzierungen nach dem beschleunigten Bookbuilding-Verfahren) durchgeführt werden, vorausgesetzt, dass der Käufer dieser Aktien gegenüber den Listing Agents die Marktschutzverpflichtung der E.ON SE für den dann verbleibenden Teil der Frist übernimmt. Sie gilt auch nicht für Veräußerungen von Aktien im Rahmen eines öffentlichen Übernahmeangebots oder Erwerbsangebots durch einen Dritten.

Während des am 1. September 2016 beginnenden und 90 Tage nach dem ersten Handelstag der Aktien der Gesellschaft an der Frankfurter Wertpapierbörse endenden Zeitraums wird die Gesellschaft, soweit rechtlich zulässig, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung der Listing Agents weder (1) eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals der Gesellschaft aus genehmigtem Kapital ankündigen oder durchführen, (2) der Hauptversammlung eine Erhöhung des Gesellschaftskapitals vorschlagen, (3) eine Ausgabe von Wertpapieren mit Wandlungs- oder Optionsrechten auf Aktien der Gesellschaft ankündigen, bewirken oder einen Vorschlag zur Ausgabe unterbreiten, noch (4) Geschäfte wie in (1) bis (3) beschrieben abschließen oder eine sonstige derartige Handlung mit wirtschaftlich vergleichbarer Wirkung vornehmen.

Die Gesellschaft darf jedoch Optionsrechte und Aktien anbieten, verkaufen oder ausgeben (i) gemäß zukünftigen Mitarbeiteraktien- oder Mitarbeiterbeteiligungsprogrammen oder (ii) als teilweise oder vollständige Gegenleistung für eine von der Gesellschaft erworbene Beteiligung oder zum Abschluss eines Joint Ventures, sofern die Gesellschaft sich nach besten Kräften bemüht, eine Verpflichtung des Erwerbers der Aktien oder sonstigen Wertpapiere zu verhandeln, die Beschränkungen der Marktschutzvereinbarungen einzuhalten.

3.8 DARSTELLUNG VON FINANZINFORMATIONEN

3.8.1 Allgemeines

Der Kombinierte Abschluss der Gesellschaft für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre wurde von PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft („PwC“), Moskauer Straße 19, 40227 Düsseldorf, Deutschland, gemäß den International Standards on Auditing (ISA) geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der Kombinierte Abschluss wurde gemäß IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der Interpretationen des IFRS IC, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der EU-Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden, erstellt. PwC ist Mitglied der deutschen Wirtschaftsprüferkammer mit Sitz in Berlin.

Der verkürzte Konsolidierte Zwischenabschluss der Gesellschaft für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum nach IFRS wurde gemäß IAS 34 (Zwischenberichterstattung) erstellt und nicht geprüft.

Der Jahresabschluss der Uniper AG (HGB) für das am 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr, der Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr und der Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr wurden von PwC geprüft und jeweils mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Außerdem wurden die zuvor genannten Jahresabschlüsse jeweils auf freiwilliger Grundlage um eine Kapitalflussrechnung und eine Eigenkapitalveränderungsrechnung ergänzt und von PwC geprüft. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung wurden jeweils zum 31. Dezember 2013 und zum 31. Dezember 2014 bzw. für das dann endende Geschäftsjahr mit einer Bescheinigung versehen. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung zum 31. Dezember 2015 bzw. für das dann endende Geschäftsjahr waren von dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk auf den Einzelabschluss der Uniper AG für das am 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr umfasst.

Sofern nicht anders angegeben, wurden die in diesem Prospekt enthaltenen Finanzinformationen nach den IFRS erstellt.

3.8.2 Nicht durch IFRS oder im HGB definierte Kennzahlen (Non-GAAP-Kennzahlen)

Bestimmte in diesem Prospekt verwendete Begriffe und in Tabellen verwendete Kennzahlen wie EBIT, Adjusted EBIT, Adjusted EBITDA, Funds from Operations, Adjusted Funds from Operations, Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern, Wirtschaftliche Netto-Verschuldung, Netto-Finanzposition („**Non-GAAP-Kennzahlen**“) sind keine in Übereinstimmung mit den IFRS oder dem HGB erstellten und verwendeten Kennzahlen und dürfen deshalb nicht als eine Alternative zu den in den Rechnungslegungsstandards definierten Kennzahlen nach Generally Accepted Accounting Principles („**GAAP-Kennzahlen**“) betrachtet werden. Die Gesellschaft hat diese Non-GAAP-Kennzahlen und weitere Informationen in diesem Prospekt verwendet, weil sie der Ansicht ist, dass sie Anlegern zusätzliche Informationen zur Beurteilung der wirtschaftlichen Lage der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe bieten. Die Definition der Non-GAAP-Kennzahlen weicht möglicherweise von der Definition gleichlautender Non-GAAP-Kennzahlen anderer Unternehmen ab. Die von der Gesellschaft verwendeten Non-GAAP-Kennzahlen sollten nicht als Alternative zum Ergebnis nach Ertragsteuern, zum Umsatz oder zu irgendeiner anderen in Übereinstimmung mit den IFRS oder HGB als Maßstab für den Unternehmenserfolg definierten Kennzahl betrachtet werden. Ebenso wenig sollten sie als Alternative zum Mittelzufluss/-abfluss aus der Geschäftstätigkeit als Liquiditätskennzahlen betrachtet werden. Diese Non-GAAP-Kennzahlen sind nur mit Einschränkungen als Analyseinstrumente geeignet und sollten nicht isoliert betrachtet oder als Ersatz für die Analyse der nach IFRS oder HGB ausgewiesenen Ergebnisse verwendet werden.

Zur Definition und weiteren Erläuterungen zu Non-GAAP-Kennzahlen siehe „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“.

3.8.3 Präsentation von Finanzinformationen sowie Rundungen

Sämtliche in diesem Prospekt dargestellten Finanzinformationen sind in Euro Millionen (€ Mio.) angegeben, sofern nicht abweichend gekennzeichnet.

Bestimmte Zahlenangaben, Finanzinformationen und Marktdaten (einschließlich Prozentsätzen) in diesem Prospekt wurden nach allgemeingültigen kaufmännischen Standards gerundet. Es ist daher möglich, dass nicht alle Gesamtbeträge (Summen oder Zwischensummen, Differenzen oder Zahlen, die in einen Bezug gesetzt werden) in diesem Prospekt mit den zugrunde liegenden (nicht gerundeten) Einzelbeträgen an anderen Stellen in diesem Prospekt in allen Fällen übereinstimmen. Außerdem ist es möglich, dass sich diese gerundeten Zahlen in Tabellen und Grafiken nicht genau zu den in den entsprechenden Tabellen und Grafiken enthaltenen Gesamtsummen aufaddieren.

3.9 ISIN, WERTPAPIERKENNNUMMER UND COMMON CODE

International Securities Identification Number (ISIN): DE000UNSE018

Wertpapierkennnummer (WKN): UNSE01

Common Code: 148396396

4 DIE ABSPALTUNG

4.1 RECHTLICHER HINTERGRUND DER ABSPALTUNG

Grundlage der Abspaltung ist der zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft am 18. April 2016 vor dem Notar Dr. Armin Hauschild mit Amtssitz in Düsseldorf geschlossene, notariell beurkundete Abspaltungs- und Übernahmevertrag (der „**Abspaltungs- und Übernahmevertrag**“).

Die Abspaltung erfolgt mit wirtschaftlicher Rückwirkung zum 1. Januar 2016, 0.00 Uhr („**Abspaltungsstichtag**“). Sie wird wirksam mit Eintragung in das Handelsregister der E.ON SE. Mit der Eintragung der Abspaltung gehen die Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH von Gesetzes wegen als Gesamtheit auf die Gesellschaft über. Hierdurch erwirbt die Gesellschaft mittelbar neben den bereits von ihr gehaltenen 46,65 % die weiteren 53,35 % am Stammkapital der Uniper Holding GmbH und wird damit zur alleinigen Obergesellschaft der neu gebildeten Uniper Gruppe.

Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag bedarf zu seiner Wirksamkeit der Zustimmung der Hauptversammlungen der E.ON SE und der Gesellschaft, die in der ordentlichen Hauptversammlung der E.ON SE am 8. Juni 2016 und der Hauptversammlung der Gesellschaft am 24. Mai 2016 erteilt wurde. In der Hauptversammlung der Gesellschaft am 24. Mai 2016 wurde zudem über die Durchführung der für Zwecke der Abspaltung notwendigen Grundkapitalerhöhung beschlossen, mit der den Aktionären der E.ON SE neue Aktien der Gesellschaft (für zehn (10) Aktien der E.ON SE eine (1) Aktie der Gesellschaft) gewährt werden.

4.2 VORBEREITENDE MAßNAHMEN UND DURCHFÜHRUNG DER ABSPALTUNG

Vor dem Hintergrund fundamentaler Veränderungen der Energiemärkte hat der Vorstand der E.ON SE im Geschäftsjahr 2014 mit Zustimmung des Aufsichtsrats eine strategische Neuausrichtung beschlossen, die eine Aufspaltung des E.ON-Konzerns in zwei Teile im Wege einer Abspaltung einschließt. Aus der Abspaltung gehen zwei rechtlich getrennte Konzerne hervor, die sich auf jeweils unterschiedliche Herausforderungen der gegenwärtigen Energiemärkte fokussieren.

Zur Vorbereitung der Trennung hat der Vorstand der E.ON SE im Laufe des Jahres 2015 und zu Beginn des Jahres 2016 die Grundlagen für die Eigenständigkeit der Uniper Gruppe mit der Gesellschaft an ihrer Spitze geschaffen, indem die wesentlichen der klassischen Energiewelt zugehörigen Aktivitäten mit Ausnahme des deutschen Kernenergiegeschäfts unter der Tochtergesellschaft der Gesellschaft, der Uniper Holding GmbH, gebündelt und die Börsennotierung der Gesellschaft vorbereitet wurden.

Im Wesentlichen wurden bzw. werden für die Neuaufstellung des E.ON-Konzerns und die Schaffung der Eigenständigkeit der Gesellschaft die folgenden Maßnahmen durchgeführt:

- Übertragung des operativen Geschäfts sowie der Beteiligungen der E.ON Kraftwerke GmbH (unter der die Gesellschaft seinerzeit firmierte) auf die Uniper Kraftwerke GmbH, eine Tochtergesellschaft der Uniper Holding GmbH, sowie Übertragung von verschiedenen Beteiligungen der E.ON Beteiligungen GmbH auf die Uniper Holding GmbH;
- verschiedene Einzelübertragungen von In- und Auslandsbeteiligungen des E.ON-Konzerns, die zur klassischen Energiewelt gehören, an die Uniper Holding GmbH sowie Einzelübertragungen von Beteiligungen der Uniper Gruppe, die zur neuen Energiewelt gehören, an Gesellschaften des E.ON-Konzerns;
- Auflösung des Vertragskonzerns zwischen den Gesellschaften des E.ON-Konzerns und der Uniper Gruppe sowie die Errichtung eines Vertragskonzerns innerhalb der Uniper Gruppe;
- verschiedene Maßnahmen, um die Uniper Gruppe aus den Finanzstrukturen des E.ON-Konzerns zu lösen und sie finanziell zu verselbständigen;
- weitere Maßnahmen zur Verselbständigung der Uniper Gruppe, wie insbesondere die Übertragung und Trennung von Verwaltungsfunktionen in den Bereichen IT, HR und Rechnungswesen, die derzeit in der EBS gebündelt sind.

Diese Neuaufstellung wurde in enger Zusammenarbeit mit den Arbeitnehmervertretungen konkretisiert und umgesetzt. Sie ist auf die dauerhafte Fortführung der heutigen Geschäfte in zwei zukunftsfähigen Unternehmen ausgerichtet. Mit der Neuaufstellung war kein Personalabbauprogramm verbunden. Die bewährte Mitbestimmung wurde sowohl für Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Inland als auch im Ausland gewährleistet.

Nach Abschluss der Maßnahmen zur Neuaufstellung des E.ON-Konzerns hält die E.ON SE über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, 100 % der Aktien der Uniper SE, die ihrerseits 46,65 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH hält. Die übrigen 53,35 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH werden von der Uniper Beteiligungs GmbH gehalten, an der die E.ON SE mit 100 % beteiligt ist.

Für die Übertragung der Mehrheitsbeteiligung an der Gesellschaft an die Aktionäre der E.ON SE ist vorgesehen, dass die E.ON SE ihre 100 %ige Beteiligung an der Uniper Beteiligungs GmbH an die Gesellschaft im Wege der Abspaltung zur Aufnahme nach dem UmwG abspaltet. Hierdurch werden mittelbar die übrigen 53,35 % der Geschäftsanteile an der Uniper Holding GmbH auf die Gesellschaft übergehen. Als Gegenleistung für diese Abspaltung werden den Aktionären der E.ON SE neue Aktien der Gesellschaft im Verhältnis 10:1 zugeteilt werden, d. h. für je zehn (10) Aktien an der E.ON SE erhalten Aktionäre der E.ON SE eine (1) Aktie der Gesellschaft. Eigene Aktien der E.ON SE sind in der Abspaltung nicht zuteilungsberechtigt und bleiben bei der Zuteilung der zur Durchführung der Abspaltung gewährten neuen Aktien der Gesellschaft unberücksichtigt. Die den E.ON-Aktionären zu gewährenden neuen Aktien werden von der Gesellschaft mittels einer Kapitalerhöhung zur Durchführung der Abspaltung geschaffen (die „**Spaltungskapitalerhöhung**“).

Mit Wirksamwerden der Abspaltung werden die Aktionäre der E.ON SE 53,35 % der Aktien der Gesellschaft halten und die E.ON SE – mittelbar über die E.ON Beteiligungen GmbH – 46,65 % der Aktien der Gesellschaft. Die Aktionäre der E.ON SE bleiben demnach auch nach der Abspaltung vollumfänglich an den abzutrennenden Aktivitäten der Uniper Gruppe beteiligt – direkt über ihre (neue) Beteiligung an der Gesellschaft und indirekt über ihre Beteiligung an der E.ON SE.

4.3 GRAFISCHE VERANSCHAULICHUNG DER DURCHFÜHRUNG DER ABSPALTUNG

Die nachfolgenden Schaubilder veranschaulichen die Durchführung der Abspaltung und die jeweiligen Beteiligungsverhältnisse. Angaben über Beteiligungen der Gesellschaft zum 31. Dezember 2015, 2014 sowie 2013 in diesem Prospekt wurden dem Kombinierten Abschluss entnommen, der die Beteiligungsverhältnisse jeweils zu den drei Bilanzstichtagen so zeigt, als ob die Abspaltung bereits zu diesem Zeitpunkt erfolgt wäre.

Schaubild 1 – Stand vor Durchführung der Abspaltung

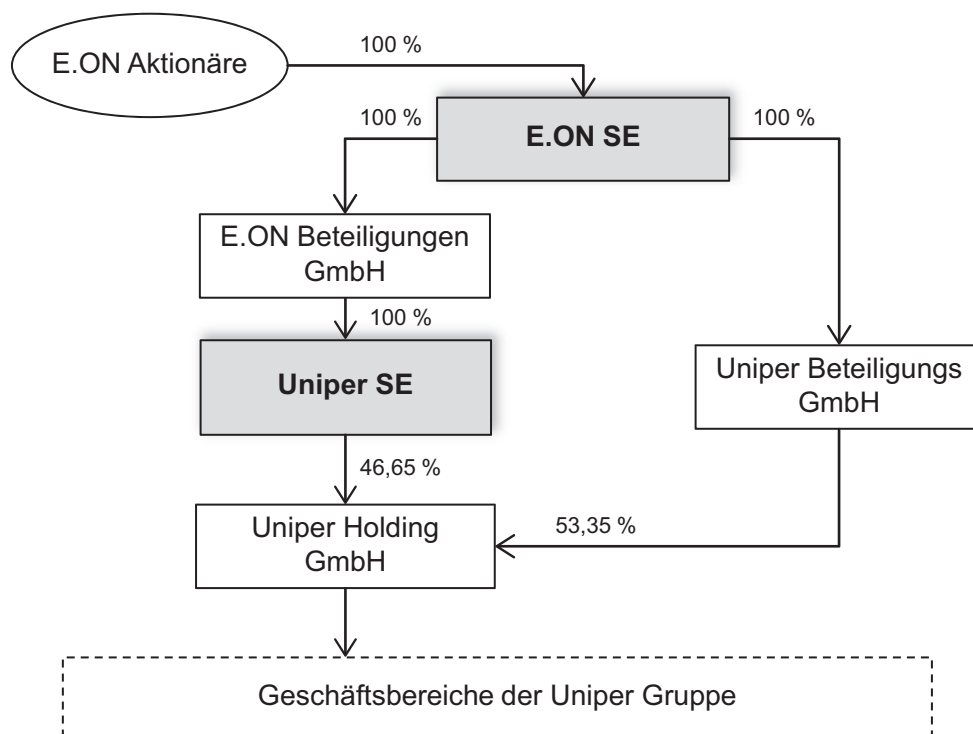


Schaubild 2 – Übertragung der 100 %igen Beteiligung an der Uniper Beteiligungs GmbH von E.ON SE auf die Gesellschaft im Wege der Abspaltung zur Aufnahme

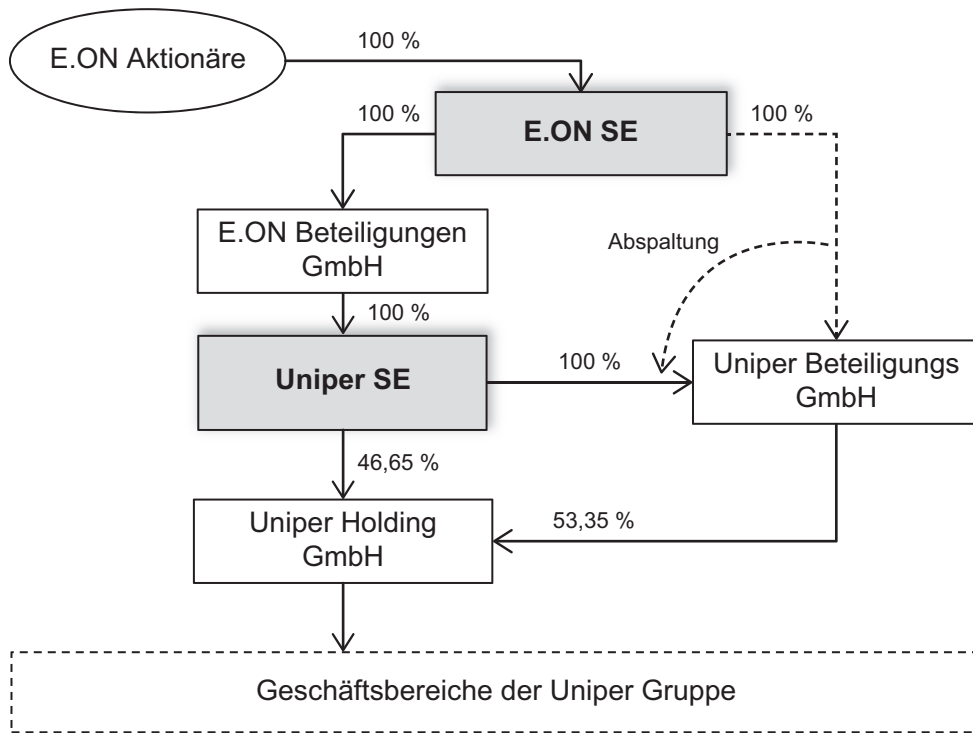


Schaubild 3 – Spaltungskapitalerhöhung und Zuteilung an E.ON Aktionäre

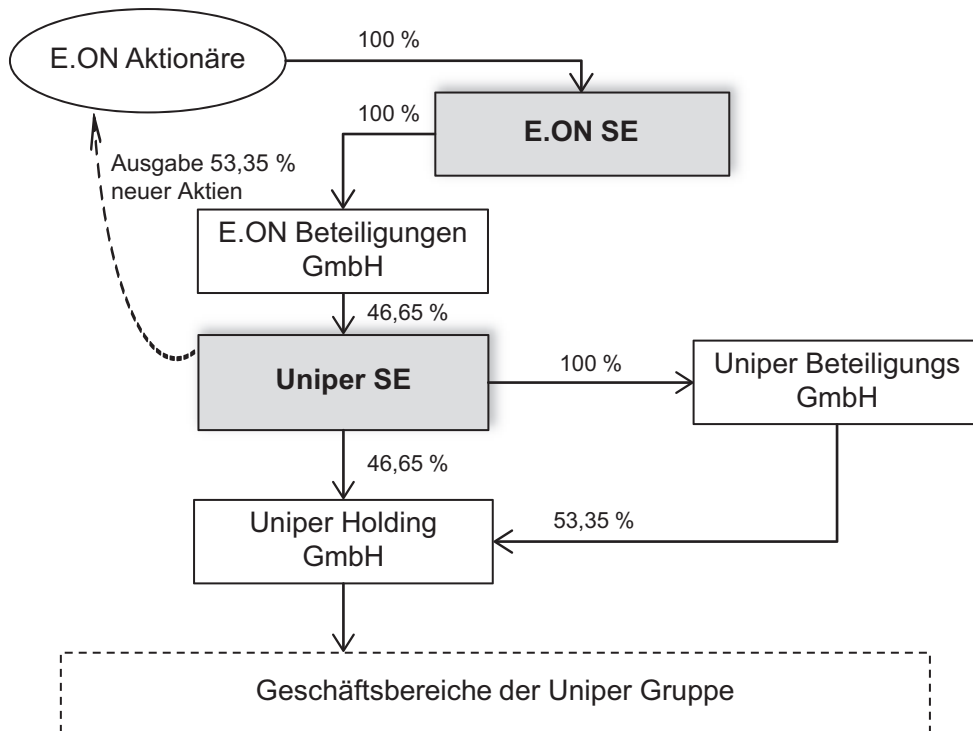
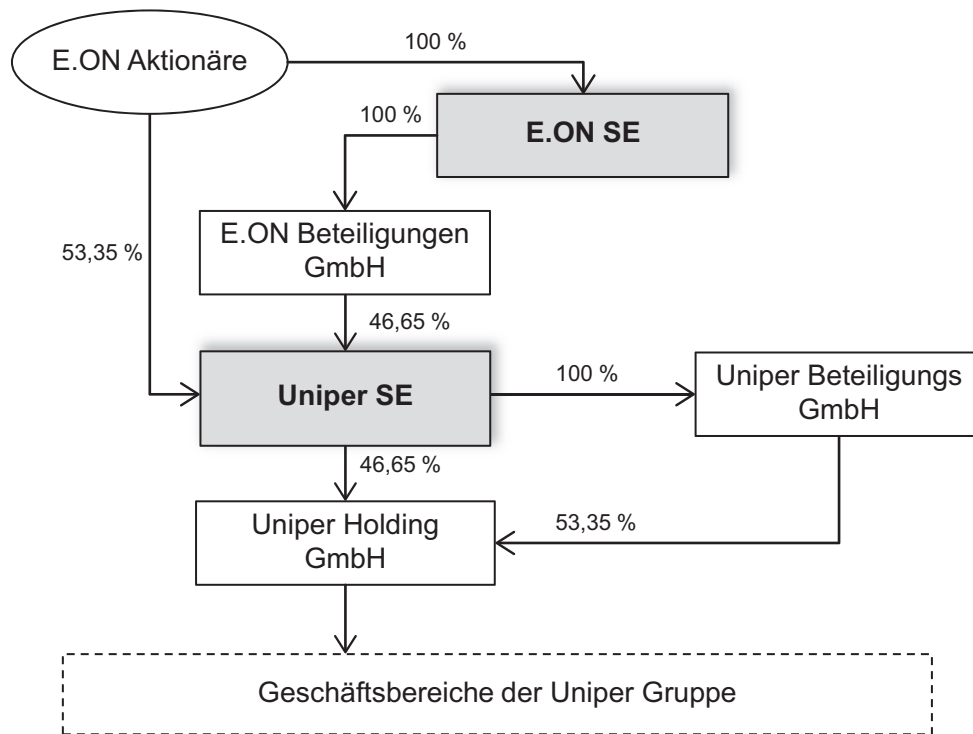


Schaubild 4 – Struktur nach Durchführung der Abspaltung



4.4 GESETZLICHER SPALTUNGSPRÜFER

Mit Beschluss des Landgerichts Düsseldorf vom 4. August 2015 wurde die Baker Tilly Roelfs AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Cecilienallee 6-7, 40474 Düsseldorf, Deutschland, zum Spaltungsprüfer bestellt. Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag wurde von der Baker Tilly Roelfs AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft als Spaltungsprüfer geprüft und ein Spaltungsprüfungsbericht erstellt.

4.5 SACHEINLAGENPRÜFUNG

Die Ausgabe neuer Aktien an die Aktionäre der E.ON SE gegen Einbringung der Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH in die Uniper SE im Wege der Abspaltung zur Aufnahme ist mit einer Sachkapitalerhöhung bei der Uniper SE verbunden. Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Moskauer Straße 19, 40227 Düsseldorf, Deutschland, wurde mit Beschluss des Amtsgerichts Düsseldorf vom 8. März 2016 zum Sacheinlageprüfer bestimmt. PwC hat den Sacheinlageprüfungsbericht am 15. Juli 2016 erstellt.

4.6 ZUTEILUNGSVERHÄLTNIS, TREUHÄNDER, ZUTEILUNG UND ABWICKLUNG

Die Morgan Stanley Bank AG, Junghofstr. 13-15, 60311 Frankfurt am Main, Deutschland, wurde im Zusammenhang mit der Abspaltung, wie nach dem deutschen UmwG erforderlich, zum Treuhänder bestellt. Der Treuhänder nimmt vor Wirksamwerden der Abspaltung, d. h. vor Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE, die an die Aktionäre der E.ON SE auszugebenden Uniper-Aktien in Besitz und stellt sie diesen unverzüglich nach dem Wirksamwerden der Abspaltung entsprechend dem im Abspaltungs- und Übernahmevertrag festgelegten Zuteilungsverhältnis von 10:1 zur Verfügung. Die Morgan Stanley Bank AG wurde für die Abspaltung auch als Abwicklungsstelle mit der Abwicklung der Zuteilung beauftragt. Die Stückaktien der Uniper SE werden in zwei Globalaktienurkunden verbrieft und bei der Clearstream Banking AG („Clearstream“) hinterlegt; die Aktionäre der Uniper SE werden am Sammelbestand entsprechend ihrem jeweiligen Anteil als Miteigentümer nach Bruchteilen beteiligt.

Die folgende Zuteilungsbekanntmachung wird, vorbehaltlich der Richtigkeit der genannten Daten zum Zeitpunkt der Veröffentlichung, voraussichtlich am 12. September 2016 im Bundesanzeiger veröffentlicht:

E.ON SE, Düsseldorf

ISIN-Code DE 000 ENAG999 // Wertpapierkennnummer ENAG99

- Zuteilung von Aktien der Uniper SE im Zuge der Abspaltung ISIN-Code DE000UNSE018 // Wertpapierkennnummer UNSE01 -

Die E.ON SE als übertragende Gesellschaft und die Uniper SE als übernehmende Gesellschaft haben am 18. April 2016 einen Abspaltungs- und Übernahmevertrag geschlossen. Danach überträgt die E.ON SE sämtliche Geschäftsanteile der Uniper Beteiligungs GmbH, die ihrerseits als einzigen Vermögensgegenstand 53,35 % der Geschäftsanteile der Uniper Holding GmbH hält (die restlichen 46,65 % der Geschäftsanteile der Uniper Holding GmbH hält die Uniper SE), im Wege der Abspaltung zur Aufnahme gemäß § 123 Abs. 2 Nr. 1 Umwandlungsgesetz auf die Uniper SE. Als Gegenleistung gewährt die Uniper SE den Aktionären der E.ON SE neu geschaffene Aktien der Uniper SE. Im Abspaltungs- und Übernahmevertrag wurde ein Zuteilungsverhältnis von 10:1 festgelegt, d. h. für jeweils zehn (10) Aktien der E.ON SE wird eine (1) Aktie der Uniper SE ausgegeben.

Die Hauptversammlungen der E.ON SE und der Uniper SE haben dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag vom 18. April 2016 am 8. Juni 2016 bzw. am 24. Mai 2016 zugestimmt. Nach erfolgter Eintragung der Abspaltung und der zur Durchführung der Abspaltung erforderlichen Grundkapitalerhöhung in das Handelsregister der Uniper SE beim Amtsgericht Düsseldorf am 27. Juli 2016 wird die Abspaltung durch die Eintragung in das Handelsregister der E.ON SE beim Amtsgericht Düsseldorf wirksam. Mit Wirksamwerden der Abspaltung, d. h. mit Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE, werden 53,35 % der Uniper-Aktien von den Aktionären der E.ON SE gehalten, während 46,65 % der Uniper-Aktien weiterhin mittelbar von der E.ON SE über ihre 100%ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, gehalten werden.

Zur Durchführung der Abspaltung erhöht die Uniper SE ihr Grundkapital von € 290.224.578 um € 331.907.422 auf € 622.132.000. Dies geschieht durch Ausgabe von 195.239.660 nennwertlosen auf den Namen lautenden Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von je € 1,70. Die durch diese Erhöhung des Grundkapitals geschaffenen neuen Aktien werden den Aktionären der E.ON SE gewährt. Sämtliche von der Uniper SE ausgegebenen Aktien sind ab dem 1. Januar 2016 gewinnberechtigt.

Zuteilungsverhältnis

Mit Wirksamwerden der Abspaltung durch die Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE sind die Aktionäre der E.ON SE zugleich Aktionäre der Uniper SE geworden. Dabei sieht Ziffer 10.1 des Abspaltungs- und Übernahmevertrags ein Zuteilungsverhältnis von 10:1 vor. Dies bedeutet, dass ein Aktionär der E.ON SE pro Depot

- für jeweils zehn (10) auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktien der E.ON SE (ISIN DE000ENAG999 / WKN ENAG99) zusätzlich
- eine (1) auf den Namen lautende nennwertlose Stückaktie der Uniper SE (ISIN DE000UNSE018 / WKN UNSE01) mit einem anteiligen rechnerischen Betrag am Grundkapital von € 1,70 und ausgestattet mit Gewinnberechtigung ab dem 1. Januar 2016 erhält.

Eigene Aktien der E.ON SE sind in der Abspaltung nicht zuteilungsberechtigt und bleiben bei der Zuteilung der zur Durchführung der Abspaltung gewährten neuen Uniper SE-Aktien unberücksichtigt.

Am Zuteilungstichtag, d. h. voraussichtlich am 9. September 2016, wird festgestellt, wer für die Zwecke der Zuteilung der neuen Uniper SE-Aktien Aktionär der E.ON SE ist. Die Feststellung erfolgt abends, d. h. nach Abschluss der Verbuchungen der Tagesumsätze bei der Clearstream auf der Basis der jeweiligen Depotbestände in E.ON-Aktien.

Treuhänder und Abwicklungsstelle

Die E.ON SE und die Uniper SE haben die Morgan Stanley Bank AG mit der Abwicklung der Zuteilung und zugleich als Treuhänder gemäß §§ 125 Satz 1, 71 Abs. 1 Satz 1 UmwG für den Empfang der zu gewährenden Aktien der Uniper SE und deren Aushändigung an die berechtigten Aktionäre beauftragt. Die Morgan Stanley Bank AG nimmt als Treuhänder vor Wirksamwerden der Abspaltung die den Aktionären der E.ON SE zu gewährenden Aktien der Uniper SE in Besitz und stellt diese den Aktionären der E.ON SE unverzüglich nach Wirksamwerden der Abspaltung entsprechend dem im Abspaltungs- und Übernahmevertrag festgelegten Zuteilungsverhältnis von 10:1 zur Verfügung.

Durchführung der Zuteilung

Die Zuteilung der Aktien der Uniper SE erfolgt für die berechtigten Aktionäre der E.ON SE über die Clearstream bezogen auf die einzelnen Depots im Verhältnis 10:1 mittels Depotgutschrift durch die jeweilige Depotbank. Da die Zuteilung der Aktien der Uniper SE als Bestandteil der Abspaltung im Interesse der E.ON SE liegt, wird die E.ON SE den in Deutschland ansässigen Depotbanken der E.ON-Aktionäre für die Abwicklung eine Aufwandsvergütung zahlen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die jeweilige Depotbank dem jeweiligen E.ON-Aktionär ggf. zusätzliche Kosten in Rechnung stellt.

Da sämtliche Aktien der E.ON SE in Form von bei der Clearstream hinterlegten Globalurkunden verbrieft sind und in Girosammeldepots verwahrt werden, brauchen die Aktionäre der E.ON SE – abgesehen von einem eventuellen Zukauf und Abverkauf von Teilrechten (sog. Spitzenregulierung) – hinsichtlich der Zuteilung der Aktien der Uniper SE nichts zu veranlassen. Die Zuteilung der Aktien der Uniper SE erfolgt für die Aktionäre der E.ON SE aufgrund ihrer Bestände an Aktien der E.ON SE nach dem Stand vom voraussichtlich 9. September 2016 (sog. Zuteilungstichtag), abends, mittels Depotgutschrift. Die zugewiesenen Aktien der Uniper SE werden voraussichtlich am Morgen des 12. September 2016 vor Handelsbeginn von der Clearstream zunächst in Form von Teilrechten in die Clearstream-Konten der Depotbanken und von den Depotbanken anschließend auf die jeweiligen Depots der E.ON-Aktionäre eingebucht. Die eingebuchten Teilrechte sind im Regelfall noch vor Handelsbeginn voraussichtlich am 12. September 2016 auf Veranlassung der jeweiligen Depotbank bei der Clearstream in Aktien der Uniper SE umzubuchen und die entsprechenden Aktien der Uniper SE anschließend dem Depot des jeweiligen Aktionärs der E.ON SE gutzuschreiben. Der Anspruch der Aktionäre der Uniper SE auf Verbriefung ihrer Aktien und Gewinnanteilsscheine ist gemäß der Satzung der Uniper SE ausgeschlossen, soweit nicht eine Verbriefung nach den Regeln erforderlich ist, die an einer Börse gelten, an der die Aktie zugelassen ist. Die Aktien der Uniper SE werden in zwei Globalurkunden verbrieft und bei der Clearstream hinterlegt; die Aktionäre der Uniper SE werden am Sammelbestand entsprechend ihrem jeweiligen Anteil als Miteigentümer nach Bruchteilen beteiligt. Die Abwicklung der vorgenannten Maßnahmen wird von der Morgan Stanley Bank AG koordiniert.

Für die Inhaber von American Depositary Receipts („ADR“) der E.ON SE erfolgt keine Zuteilung von Aktien der Uniper SE. Es ist vorgesehen, dass auf Basis der Bestimmungen der bestehenden Depotvereinbarung (*Deposit Agreement*) die Citibank N.A. als *Depositary* (oder ein Beauftragter des *Depositary*, beispielsweise ein verbundenes Unternehmen der Citibank Gruppe) die auf die ADRs entfallenden Aktien der Uniper SE zugunsten der ADR-Inhaber voraussichtlich über die Börse verkauft und den Verwertungserlös nach Abzug von Kosten und Steuern an die ADR-Inhaber anteilig auskehrt.

Da die Aktionäre der E.ON SE pro zehn (10) Aktien an der E.ON SE eine (1) Aktie der Uniper SE erhalten, werden den E.ON-Aktionären, deren Depotbestände in Aktien der E.ON SE nicht glatt durch zehn teilbar sind, jeweils Teilrechte an Aktien der Uniper SE (ISIN-Code DE000UNSE0T2 / Wertpapierkennnummer UNSE0T) zugebucht. Aus diesen Teilrechten können grundsätzlich keine Aktionärsrechte geltend gemacht werden (siehe § 213 Abs. 2 AktG). Eine Arrondierung von Teilrechten zu Vollrechten (sog. Spitzenregulierung) durch die jeweilige Depotbank setzt einen entsprechenden Kauf- oder Verkaufsauftrag des Aktionärs gegenüber seiner Depotbank voraus. Diejenigen E.ON-Aktionäre, bei denen auch nach der von den Depotbanken veranlassten Umbuchung von Teilrechten in Aktien der Uniper SE noch Uniper-Teilrechte verbleiben, haben die Möglichkeit, ihren Depotbanken möglichst umgehend,

spätestens jedoch bis voraussichtlich zum 23. September 2016

bezüglich des Zukaufs oder Abverkaufs von Teilrechten zwecks Schaffung voller Aktienrechte einen entsprechenden Auftrag zu erteilen. Die Morgan Stanley Bank AG oder ein mit ihr verbundenes Unternehmen als zentrale Abwicklungsstelle ist bereit, auf Anfrage den An- und Verkauf von Teilrechten nach Möglichkeit zu vermitteln. Soweit keine Spitzenregulierung erfolgt, werden die auf die zugewiesenen Aktien der Uniper SE entfallenden Teilrechte voraussichtlich nach Ablauf des 4. Oktober 2016 zu ganzen Aktien zusammengelegt und über die zentrale Abwicklungsstelle veräußert. Der Erlös aus dieser Veräußerung wird den betreffenden Aktionären entsprechend der auf sie entfallenden Teilrechte voraussichtlich bis Mitte Oktober 2016 in bar gutgeschrieben. Es ist damit zu rechnen, dass im Einzelfall Depotbanken, insbesondere im Ausland, an einer Spitzenregulierung nicht mitwirken oder entsprechende Aufträge nicht annehmen.

Da die Teilrechtregulierung als Bestandteil der Abspaltung im Interesse der E.ON SE liegt, wird E.ON SE den in Deutschland ansässigen Depotbanken der E.ON-Aktionäre für die Abwicklung eine Aufwandsvergütung zahlen. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die jeweilige Depotbank dem jeweiligen E.ON-Aktionär für die Zuteilung von Aktien der Uniper SE sowie die Abwicklung eines Auftrages zur Regulierung von anfallenden Teilrechten auf Aktien der Uniper SE ggf. zusätzliche Kosten in Rechnung stellt. Es kann ferner nicht ausgeschlossen werden, dass es zu einer verspäteten Einbuchung der Aktien der Uniper SE oder der Teilrechte durch die Depotbanken kommt.

Infolge der Abspaltung sind die Anschaffungskosten bzw. Buchwerte für die Aktien der E.ON SE auf die Aktien der E.ON SE nach Abspaltung einerseits und auf die neuen Aktien der Uniper SE andererseits aufzuteilen. Für diese Aufteilung verwenden die depotführenden Banken regelmäßig das Zuteilungsverhältnis. Ob das Zuteilungsverhältnis auch für Zwecke der Besteuerung als Aufteilungsmaßstab für die Anschaffungskosten bzw. Buchwerte heranzuziehen ist oder, hiervon abweichend, auch eine Aufteilung nach dem Verhältnis der Börsenwerte vorgenommen werden kann, war Gegenstand einer Anfrage beim Bundesministerium der Finanzen. Das Bundesministerium der Finanzen hat hierzu für Aktien, die dem steuerlichen Privatvermögen zuzurechnen sind (Abgeltungsteuer), mitgeteilt, dass die Aufteilung der Anschaffungskosten nach dem Zuteilungsverhältnis vorzunehmen und eine spätere Änderung des Aufteilungsmaßstabes im Veranlagungsverfahren nicht zulässig sei. Zur Aufteilung der Anschaffungskosten bzw. Buchwerte bei Aktien, die dem steuerlichen Betriebsvermögen zuzurechnen sind, hat sich das Bundesministerium der Finanzen nicht geäußert. Für solche Aktien ist daher unklar, ob von einer Aufteilung nach dem Zuteilungsverhältnis im Rahmen des Veranlagungsverfahrens abgewichen und eine Aufteilung nach dem Verhältnis der Börsenwerte vorgenommen werden kann. Vorstehende Aussagen zum Aufteilungsmaßstab wurden auch auf der Internetseite der E.ON SE veröffentlicht.

Börsenzulassung und Notierungsaufnahme

Der Wertpapierprospekt der Uniper SE für die Börsenzulassung wurde am 2. September 2016 von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin) gebilligt. Gemäß § 13 Wertpapierprospektgesetz entscheidet die BaFin über die Billigung nach Abschluss einer Vollständigkeitsprüfung des Prospekts einschließlich einer Prüfung der Kohärenz und Verständlichkeit der vorgelegten Informationen. Gedruckte Exemplare des Wertpapierprospekts über die insgesamt 365.960.000 auf den Namen lautenden Stückaktien der Uniper SE sind bei der Uniper SE, Investor Relations, E.ON-Platz 1, 40479 Düsseldorf, Deutschland, (E-Mail: prospectus@uniper.energy; Fax: +49 211 4579615) sowie bei der J.P. Morgan Securities plc, Canary Wharf, 25 Bank Street, E14 5JP London, Großbritannien, und Morgan Stanley Bank AG, Junghofstraße 13-15, 60311 Frankfurt am Main, Deutschland, kostenfrei erhältlich.

Die 365.960.000 auf den Namen lautenden Stückaktien der Uniper SE werden voraussichtlich am 9. September 2016 zum Regulierten Markt der Frankfurter Wertpapierbörse und zusätzlich zum Teilbereich des Regulierten Markts mit weiteren Zulassungsfolgepflichten (Prime Standard) der Frankfurter Wertpapierbörse zugelassen.

Der Börsenhandel für die 365.960.000 Aktien der Uniper SE wird voraussichtlich am 12. September 2016 aufgenommen.

Voraussichtlich ebenfalls am 12. September 2016 soll die Notierung der Aktien der E.ON SE im Regulierten Markt an der Wertpapierbörse in Frankfurt am Main mit dem Zusatz „ex Abspaltung“ erfolgen. Es ist vorgesehen, dass die E.ON-Aktie an den anderen Börsenplätzen innerhalb und außerhalb der Bundesrepublik Deutschland, soweit möglich, mit einem vergleichbaren Zusatz notiert wird. Die E.ON-Aktie verkörpert mit Wirksamwerden der Abspaltung wirtschaftlich nur noch eine mittelbare Beteiligung an der Uniper SE in Höhe von 46,65 %.

Essen, im September 2016

E.ON SE

Der Vorstand

4.7 ADR-PROGRAMM

Die Aktien der E.ON SE werden in den USA in Form von ADRs außerbörslich gehandelt. Die E.ON-ADR sind auf OTCQX, dem Premiumsektor im amerikanischen außerbörslichen Handel, unter dem Kurszeichen EONGY notiert. Die Depotvereinbarung (*Deposit Agreement*) zwischen der E.ON SE und der Citibank, N.A., als Depositary sieht vor, dass bei nicht in Geld bestehenden Ausschüttungen der E.ON SE (ausgenommen Bezugsrechte und zusätzliche Aktien der E.ON SE) der Depositary auf Anfrage und in Abstimmung mit der E.ON SE unter bestimmten Umständen, insbesondere wenn eine Ausschüttung von Wertpapieren praktisch oder rechtlich nicht durchführbar ist, berechtigt ist, statt der entsprechenden Wertpapiere den Nettoerlös aus dem Verkauf dieser Wertpapiere an die Inhaber der ADRs auszuschütten.

Da für die Aktien der Gesellschaft kein ADR-Programm geschaffen werden soll, ist vorgesehen, dass auf Basis dieser Regelung des Deposit Agreements die Citibank, N.A. als Depositary (oder ein Beauftragter des Depositary, beispielsweise ein verbundenes Unternehmen der Citibank Gruppe) die auf die ADRs entfallenden Aktien der Gesellschaft nach Aufnahme des Börsenhandels der Aktie der Gesellschaft voraussichtlich über die Börse verkauft und den Erlös nach Abzug von Kosten und Steuern an die Inhaber der ADRs der E.ON SE anteilig auskehrt.

4.8 BÖRSENZULASSUNG UND HANDELSAUFNAHME

Die Zulassung der Aktien zum Handel am Regulierten Markt an der Frankfurter Wertpapierbörse mit gleichzeitiger Zulassung zum Teilbereich des Regulierten Markts mit weiteren Zulassungsfolgepflichten (Prime Standard) an der Frankfurter Wertpapierbörse wurde am 19. August 2016 beantragt. Die Zulassung soll voraussichtlich am 9. September 2016 erfolgen. Die Handelsaufnahme an der Frankfurter Wertpapierbörse wird voraussichtlich am Morgen des 12. September 2016 als darauffolgendem Börsenhandelstag erfolgen. An dem Tag, an dem die Abspaltung durch die Eintragung im Handelsregister der E.ON SE wirksam wird, ist ein Handel mit Aktien der Uniper SE noch nicht möglich und die Aktie der E.ON SE wird noch „cum Uniper SE“ gehandelt.

4.9 ZEITPLAN FÜR DIE ABSPALTUNG UND BÖRSENZULASSUNG

Die Abspaltung und Börsenzulassung erfolgt nach dem folgenden voraussichtlichen Zeitplan:

- 2. September 2016 Billigung des Prospekts durch die Bundesanstalt für
Finanzdienstleistungsaufsicht.

Veröffentlichung des Prospekts auf der Webseite der Gesellschaft
(<http://www.uniper.energy/de/investor-relations/>).
- bis 9. September 2016 . . . Eintragung der Abspaltung und der Sachkapitalerhöhung in die
zuständigen Handelsregister; Wirksamwerden der
Sachkapitalerhöhung im Zusammenhang mit der Abspaltung.
- 9. September 2016 Zulassungsbeschluss der Frankfurter Wertpapierbörse und
Veröffentlichung des Zulassungsbeschlusses.
- 12. September 2016 Lieferung der neuen Aktien an die E.ON-Aktionäre und Einbuchung
der Teilrechte in deren Wertpapierdepots entsprechend dem
Zuteilungsverhältnis (nach dem Depotbestand am voraussichtlich
9. September 2016 abends).
- 12. September 2016 Erster Handelstag der Aktien der Gesellschaft.

4.10 DESIGNATED SPONSORS

Die Listing Agents übernehmen jeweils die Funktion des sog. *Designated Sponsor* für die an der Frankfurter Wertpapierbörse gehandelten Aktien der Gesellschaft, wobei die beiden Listing Agents jeweils berechtigt sind, mit vorheriger Zustimmung der Gesellschaft einen entsprechend zugelassenen

Dritten mit der Wahrnehmung dieser Aufgaben zu betrauen. Nach dem jeweiligen Designated-Sponsor-Vertrag zwischen der Gesellschaft, J.P. Morgan und Morgan Stanley bzw. einem entsprechend zugelassenen Dritten werden die beiden Listing Agents u. a. während der täglichen Handelszeiten limitierte Kauf- und Verkaufsaufträge für Aktien der Gesellschaft in das elektronische Handelssystem der Frankfurter Wertpapierbörse einstellen. Dadurch soll insbesondere eine höhere Liquidität des Handels in Aktien der Gesellschaft erreicht werden.

4.11 INTERESSEN BETEILIGTER PERSONEN AN DER ABSPALTUNG

Im Zusammenhang mit der Abspaltung und der Börsenzulassung von Aktien der Gesellschaft stehen die Listing Agents in einem vertraglichen Verhältnis mit der Gesellschaft und der E.ON SE. Die Listing Agents beraten die Gesellschaft und die E.ON SE bei der Abspaltung. Zudem sind die Listing Agents beauftragt, als Designated Sponsors für die Aktien der Gesellschaft zu handeln. Die E.ON SE hat sich verpflichtet, den Listing Agents Gebühren (einschließlich ermessensabhängiger Gebühren) in Höhe von insgesamt bis zu rund € 20,5 Mio. zu bezahlen.

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hat den Vorstandsmitgliedern der Gesellschaft – Klaus Schäfer, Christopher Delbrück, Keith Martin und Eckhardt Rümmler – im März 2016 eine Sonderrentierung zugesagt. Die Höhe der Auszahlung hängt u. a. von der Marktkapitalisierung, dem Rating und dem Unternehmenswert (Enterprise Value/Adjusted EBITDA) der Gesellschaft im Vergleich zu einer definierten Vergleichsgruppe (Peer Group) ab. Der Aufsichtsrat der Gesellschaft bewertet diese Erfolgskriterien – auch unter Berücksichtigung der allgemeinen Marktbedingungen. Zusätzlich wird der Aufsichtsrat die individuellen Beiträge der Vorstandsmitglieder im Wege einer Ermessensbeurteilung berücksichtigen. Die Gewährung der Sonderrentierung steht unter der Bedingung, dass die Vorstandsmitglieder sich zum Aufbau eines Aktienbestands in Uniper-Aktien im Rahmen von Aktienhalteverpflichtungen bereit erklären. Hiernach sind die Mitglieder des Vorstands verpflichtet, Uniper-Aktien im Wert von 100 % ihrer jährlichen Grundvergütung zu erwerben und die erworbenen Aktien während ihrer Amtszeit zu halten. Der Zeitraum für den Aufbau des entsprechenden Aktienbestands beträgt maximal vier Jahre ab dem Zeitpunkt der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE. Zur Sonderrentierung siehe „17. Angaben über Organe der Uniper SE — 17.2 Vorstand — 17.2.3 Vergütung der Vorstandsmitglieder“.

Die E.ON SE hat ein Eigeninteresse an der Abspaltung, da sie der Abgabe einer Mehrheitsbeteiligung dient. In Bezug auf die von der E.ON SE und der Gesellschaft erwarteten indirekten Vorteile im Zusammenhang mit der Abspaltung siehe „5. Gründe für die Abspaltung und Kosten der Emission — 5.1 Gründe für die Abspaltung“.

4.12 ZULASSUNGSVERTRAG, GEBÜHREN UND FREISTELLUNG

Im Zusammenhang mit der Abspaltung und der Zulassung der Aktien der Gesellschaft haben die E.ON SE, die Gesellschaft und die Listing Agents am 1. September 2016 einen Zulassungsvertrag (*Listing Agreement*) abgeschlossen. Daneben haben die E.ON SE und die Gesellschaft eine Abwicklungsvereinbarung (*Trustee and Settlement Agreement*) mit der Morgan Stanley Bank AG abgeschlossen, die wie oben beschrieben als Treuhänder gemäß §§ 125 Satz 1, 71 Abs. 1 Satz 1 UmwG und Abwicklungsstelle fungiert. Zu der an die Listing Agents zu zahlenden Gebühr siehe „4. Die Abspaltung — 4.11 Interessen Beteiligter Personen an der Abspaltung“.

In dem Zulassungsvertrag haben sich die E.ON SE und die Gesellschaft verpflichtet, die Listing Agents von bestimmten, sich im Zusammenhang mit der Abspaltung und der Börsenzulassung ergebenden Haftungsverpflichtungen, freizustellen. Im Innenverhältnis haben die E.ON SE und die Gesellschaft vereinbart, bestimmte Haftungsrisiken in einem bestimmten Verhältnis zu tragen.

4.13 ANDERE BEZIEHUNGEN ZWISCHEN DEN LISTING AGENTS, DER E.ON SE UND DER GESELLSCHAFT

J.P. Morgan, Morgan Stanley und weitere Kreditinstitute haben Kreditverträge mit der Gesellschaft abgeschlossen (siehe „11. Geschäftstätigkeit — 11.17 Wesentliche Verträge — 11.17.4 Darlehensverträge“). Die Listing Agents und/oder mit ihnen verbundene Unternehmen können von Zeit zu Zeit in sonstige Geschäftsbeziehungen mit der Uniper Gruppe oder mit dem E.ON-Konzern treten oder Dienstleistungen im Rahmen der üblichen Geschäftsabläufe für sie erbringen (siehe „4. Die Abspaltung — 4.11 Interessen beteiligter Personen an der Abspaltung“).

5 GRÜNDE FÜR DIE ABSPALTUNG UND KOSTEN DER EMISSION

5.1 GRÜNDE FÜR DIE ABSPALTUNG

Aufgrund der zunehmenden Bedeutung von Erneuerbaren Energien im Rahmen der Energieerzeugung, der Veränderung der Kundenbedürfnisse sowie politischer und regulatorischer Entscheidungen der letzten Jahre bricht die traditionelle Wertschöpfungskette in immer mehr und immer unterschiedlichere Teilmärkte auf. Es entwickeln sich zwei gänzlich unterschiedliche Energiewelten:

Die klassische Energiewelt bedient das Bedürfnis nach einer stabilen, zuverlässigen Energieversorgung. Sie kann nur durch konventionelle Anlagen (einschließlich der Wasserkraftanlagen und Kernenergieanlagen) und den Zugang zu internationalen Energiemärkten sichergestellt werden. Daneben entsteht eine neue Energiewelt, die durch die Etablierung neuer, dezentraler und erneuerbarer Energieerzeugungstechnologien geprägt ist und den individuellen Wünschen der Kunden nach maßgeschneiderten, innovativen Energielösungen entspricht. Sie erfordert zudem intelligente Versorgungsnetze, die mit der zunehmenden Digitalisierung der Energieversorgung Schritt halten. Somit bieten beide Energiewelten vielfältige Markt- und Wachstumschancen. Sie unterscheiden sich aber deutlich in Bezug auf die Werttreiber, Wettbewerber, Prozesse, Risiken, Kapitalkosten, Fähigkeiten, Anleger und Erfolgsfaktoren.

Vor dem Hintergrund dieser fundamentalen und fortschreitenden Veränderungen der Energiemärkte hat der Vorstand der E.ON SE mit Zustimmung des Aufsichtsrats eine strategische Neuausrichtung beschlossen, die die Aufspaltung des Konzerns in zwei Teile im Wege einer Abspaltung zur Aufnahme einschließt. Dieser Abspaltung zur Aufnahme hat die Hauptversammlung der E.ON SE am 8. Juni 2016 mit einer Mehrheit von 99,7% der abgegebenen Stimmen zugestimmt. Durch die Abspaltung werden zwei selbständige, von zwei unterschiedlichen Vorständen geführte börsennotierte Unternehmen geschaffen, die sich auf die jeweils unterschiedlichen Herausforderungen der Energiemärkte fokussieren:

- Die konventionelle Energieversorgung der Uniper Gruppe basiert heute im Wesentlichen auf Know-how und Kosteneffizienz in der Stromerzeugung mit konventionellen Großkraftwerken und auf einem globalen Handel mit Energie, wodurch die Uniper Gruppe wesentlich zur Versorgungssicherheit und damit zu stabilen Rahmenbedingungen für den Wandel der Energiesysteme beiträgt. Mehrwert soll durch die strategische Positionierung von Erzeugungsanlagen, Kostenführerschaft mithilfe optimierter Technologie und eines optimierten Brennstoffeinsatz, herausragende Expertise in Betrieb, Technik, Optimierung und Handel sowie durch effiziente Kapitalallokation und nicht zuletzt auch durch eine effiziente und schlanke Aufstellung des Gesamtunternehmens geschaffen werden.
- In dem Teil der Energieversorgung, auf den sich der E.ON-Konzern fokussieren wird, kommt es auf Kundenorientierung, leistungsfähige und zunehmend intelligente Netze, erneuerbare und dezentrale Stromerzeugung sowie technische Innovationen an. Das deutsche Kernenergiegeschäft verbleibt nach entsprechenden Beschlüssen von Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE im September 2015 im E.ON-Konzern. Bei dieser Entscheidung haben Vorstand und Aufsichtsrat der E.ON SE insbesondere den Gesetzesentwurf über ein Gesetz zur Nachhaftung für Rückbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich berücksichtigt, das nach dem Wirksamwerden zu einer zeitlich sowie betragsmäßig unbegrenzten Haftung der E.ON SE für die auf die Uniper Gruppe abgespaltenen Kernenergieaktivitäten und deren Verpflichtungen geführt hätte. Durch die gewählte Lösung wird eine solche Trennung von Haftung und unternehmerischem Einfluss vermieden.

Die Übertragung des konventionellen Up- und Midstream-Gasgeschäfts (u. a. Gasförder-, Erzeugungs-, Handels- und Großkundengeschäft mit den dazugehörigen Anlagen) aus dem E.ON-Konzern in ein neues, unabhängiges Unternehmen soll es der Uniper Gruppe zukünftig ermöglichen, das Potential ihrer Geschäfte voll zu entfalten. Die Uniper Gruppe wird sich in den von ihr abgedeckten Segmenten Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung auf die langfristig erforderliche Versorgungssicherheit für Energie und den Zugang zu den globalen Handelsmärkten für entsprechende Produkte konzentrieren. Mit rund 38 GW Erzeugungskapazität zum 30. Juni 2016 ist die Uniper Gruppe ein führender Stromerzeuger in Europa und Russland. Mit einem starken Erdgasportfolio, das von der Beteiligung an einem der größten Gasfelder in Russland über Transportleitungen nach Europa und langfristige Gasbeschaffungsverträge sowie den Handel mit LNG

bis zu erheblichen Gasspeicherkapazitäten in Deutschland und anderen Ländern reicht, ist die Uniper Gruppe auch einer der größten europäischen Anbieter im Erdgasgeschäft.

Zusätzliche strategische Beweggründe für die Abspaltung sind:

- Infolge der Abspaltung und der Verselbständigung der Uniper Gruppe hat die Gesellschaft die Möglichkeit, sich auf die eigenen Geschäftsfelder zu konzentrieren. Durch eine solche Fokussierung kann die Gesellschaft schneller und effektiver auf die sich ändernden Herausforderungen des Energiemarkts reagieren.
- Als Teil des E.ON-Konzerns hatte die Uniper Gruppe nur sehr begrenzte Möglichkeiten einer eigenständigen externen Kapitalversorgung und war auf die konzerninterne Zuteilung von Finanzmitteln angewiesen. Diese Zuteilung hing von einer Vielzahl von Parametern ab und richtete sich z. B. danach, welche strategische Bedeutung den jeweiligen zu finanzierenden Aktivitäten für den E.ON-Konzern insgesamt zugemessen oder welches Synergiepotential mit anderen Konzernteilen in einer Finanzierung dieser Aktivitäten gesehen wurde. Der unmittelbare Zugang zum Kapitalmarkt eröffnet einer selbständigen Uniper Gruppe die Möglichkeit, sich eigenständig über den Kapitalmarkt zu finanzieren und eigenständig über die Verwendung dieser Mittel entscheiden zu können.
- Auch auf der Investorensseite wird sich das Bild verändern. Eine klarere Fokussierung ermöglicht es auch den Investoren, leichter Chancen und Risiken zu erkennen, die aus dem fokussierten Portfolio erwachsen. Mit dem entstehenden Verhältnis zwischen Chancen und Risiken können neue Investoren angesprochen werden, die bislang keine E.ON-Aktien hielten und die genau nach diesem Verhältnis zwischen Chancen und Risiken suchen.

5.2 MIT DER VORBEREITUNG DER VERSELBSTÄNDIGUNG UND DER ABSPALTUNG VERBUNDENE KOSTEN UND STEUERN / FEHLEN EINES EMISSIONSERLÖSES

Weder die E.ON SE noch die Gesellschaft erzielen im Zusammenhang mit der Abspaltung einen Emissionserlös.

Bezüglich des mit der Abspaltung verbundenen Aufwands ist zwischen externen Kosten und Steuern zu unterscheiden. Weiterhin ist zu unterscheiden zwischen dem Aufwand für die Vorbereitung der Abspaltung durch die Aufstellung und die Verselbständigung der Uniper Gruppe sowie dem Aufwand für die eigentliche Abspaltung und Börsennotierung der Gesellschaft.

Die angefallenen externen Kosten der vorbereitenden Maßnahmen zur Verselbständigung der Uniper Gruppe beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf insgesamt rund € 120 Mio. Bis zum vollständigen Abschluss der Maßnahmen zur Trennung werden weitere externe Verselbständigungskosten von rund € 160 Mio. erwartet, sodass sich die externen Kosten der Verselbständigung der Uniper Gruppe in einer Größenordnung von rund € 280 Mio. bewegen werden. Die externen Kosten beinhalten u. a. die Teilung der IT-Systeme und -Anwendungen sowie den Aufbau der Energiebeschaffung und -vermarktung bei der E.ON SE. Die Kosten werden größtenteils von der E.ON SE getragen.

Die externen Kosten der Abspaltung selbst und ihrer Durchführung, einschließlich der Kosten für die Börsenzulassung der Aktien der Gesellschaft, werden im Wesentlichen im Geschäftsjahr 2016 anfallen. Bis zum Wirksamwerden der Abspaltung werden externe Kosten der Abspaltung und ihrer Durchführung in Höhe von insgesamt rund € 80 Mio. erwartet. Diese externen Kosten der Abspaltung betreffen im Wesentlichen Kosten für externe Beratung (insbesondere durch Investmentbanken und Rechtsberater), Prüfungskosten (Abschlussprüfer), sonstige Transaktionskosten einschließlich Beurkundungskosten, Kosten der Handelsregisteranmeldungen sowie Kosten für die Zulassung der Aktien der Gesellschaft zum Börsenhandel. Diese Kosten werden grundsätzlich von der E.ON SE getragen. Die mit der Zulassung der Aktien verbundenen Kosten belaufen sich auf bis zu rund € 45 Mio., die von der E.ON SE getragen werden. Dazu gehören auch die Gebühren für die Listing Agents (einschließlich ermessensabhängiger Gebühren) in Höhe von insgesamt bis zu rund € 20,5 Mio.

Im Rahmen der vorbereitenden Maßnahmen zur Verselbständigung der Uniper Gruppe sind Steuern entstanden, die sich voraussichtlich auf insgesamt rund € 80 Mio. belaufen werden. Hierin enthalten sind Grunderwerbsteuern in Höhe von bis zu rund € 10 Mio., die zum Teil nach handelsrechtlichen Vorschriften zu aktivieren sind.

Die durch die Abspaltung selbst und ihre Durchführung entstehenden Steuern werden sich voraussichtlich auf rund € 300 Mio. belaufen. In den € 300 Mio. enthalten sind Grunderwerbsteuern in Höhe von rund € 260 Mio., die voraussichtlich in den Jahren bis 2018 zahlbar und mit rund € 180 Mio. nach handelsrechtlichen Vorschriften zu aktivieren sind. Die Steuerkosten betragen somit rund € 120 Mio. Die mit der Beurkundung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags und seiner Durchführung entstehenden Verkehrssteuern, die nach dem Wirksamwerden der Abspaltung zahlbar werden, trägt die Gesellschaft. Im Übrigen trägt derjenige Rechtsträger, der nach Maßgabe des Steuergesetzes Steuerschuldner ist, die durch die Beurkundung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags und seine Durchführung entstehenden Steuern.

6 DIVIDENDENPOLITIK

6.1 ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN ZU GEWINNVERTEILUNG UND DIVIDENDENZAHLUNGEN

Die Anteile der Aktionäre am Gewinn bestimmen sich nach ihren rechnerischen Anteilen am Grundkapital der Gesellschaft. Bei Aktiengesellschaften obliegt die Beschlussfassung über die Ausschüttung von Dividenden für ein Geschäftsjahr und ihre Höhe der ordentlichen Hauptversammlung des darauf folgenden Geschäftsjahres, die über den gemeinsamen Vorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat entscheidet. Die Zahlung von Dividenden ist nur aus dem Bilanzgewinn der Gesellschaft zulässig. Der Bilanzgewinn ergibt sich aus dem nach den Rechnungslegungsregeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss der Gesellschaft. Die Rechnungslegungsregeln des HGB weichen von den für die Konzernrechnungslegung angewandten IFRS erheblich ab.

Bei der Ermittlung des für die Ausschüttung zur Verfügung stehenden Bilanzgewinns ist der Jahresüberschuss bzw. -fehlbetrag um Gewinn- bzw. Verlustvorträge aus dem vorangegangenen Geschäftsjahr sowie um Entnahmen bzw. Einstellungen in Rücklagen anzupassen. Bestimmte Rücklagen sind kraft Gesetzes zu bilden und bei der Berechnung des Bilanzgewinns vor Gewinnausschüttung abzuziehen. Zusätzliche Beschränkungen gelten gemäß § 268 Abs. 8 HGB, wenn selbst geschaffene immaterielle Vermögensgegenstände, aktive latente Steuern oder der Betrag, um den ein gebildetes Planvermögen die gegenüberstehenden Pensionsverpflichtungen übersteigt, in der Bilanz ausgewiesen werden. Der Vorstand hat den Jahresabschluss (Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung und Anhang) und den Lagebericht für das vorangegangene Geschäftsjahr innerhalb der gesetzlichen Frist aufzustellen und dem Abschlussprüfer sowie dem Aufsichtsrat unverzüglich nach der Aufstellung vorzulegen. Zugleich hat der Vorstand dem Aufsichtsrat nach § 170 des Aktiengesetzes („AktG“) den Vorschlag über die Verwendung des Bilanzgewinns vorzulegen. Der Aufsichtsrat ist gemäß § 171 AktG verpflichtet, den Jahresabschluss, den Lagebericht und den Vorschlag für die Verwendung des Bilanzgewinns zu prüfen und über das Ergebnis der Prüfung schriftlich an die Hauptversammlung zu berichten. Der Aufsichtsrat hat seinen Bericht innerhalb eines Monats, nachdem ihm die Vorlagen zugegangen sind, dem Vorstand zuzuleiten. Billigt der Aufsichtsrat den Jahresabschluss, so ist dieser festgestellt, sofern nicht Vorstand und Aufsichtsrat beschließen, die Feststellung des Jahresabschlusses der Hauptversammlung zu überlassen. Falls Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung die Feststellung des Jahresabschlusses überlassen oder der Aufsichtsrat den Jahresabschluss nicht billigt, hat der Vorstand die Hauptversammlung unverzüglich einzuberufen.

Die Hauptversammlung trifft den Beschluss über die Verwendung des Bilanzgewinns mit einfacher Stimmenmehrheit. Stellen Vorstand und Aufsichtsrat den Jahresabschluss fest, so können sie bis zur Hälfte des Jahresüberschusses in andere Gewinnrücklagen einstellen. Dabei sind Beträge, die in die gesetzliche Rücklage einzustellen sind, und ein Verlustvortrag vorab vom Jahresüberschuss abzuziehen. Die von der Hauptversammlung beschlossenen Dividenden werden jährlich jeweils kurz nach der Hauptversammlung nach Maßgabe des Gewinnverwendungsbeschlusses und im Einklang mit den Regelungen des jeweiligen Clearing-Systems ausgezahlt. Grundsätzlich wird Kapitalertragsteuer in Höhe von 25 % der Dividende zuzüglich 5,5 % Solidaritätszuschlag (insgesamt 26,375 % ggf. zzgl. Kirchensteuer) einbehalten. Für weitergehende Informationen zur Besteuerung der Dividenden siehe „18. Besteuerung in der Bundesrepublik Deutschland — 18.2 Besteuerung der in Deutschland ansässigen Aktionäre“ sowie „18.3 Besteuerung der im Ausland ansässigen Aktionäre“.

Dividendenansprüche unterliegen der regelmäßigen Verjährung von drei Jahren. Im Fall der Verjährung der Dividendenberechtigung ist die Gesellschaft die Begünstigte. Einzelheiten zu den auf der Hauptversammlung beschlossenen Dividenden und den von der Gesellschaft benannten Zahlungsstellen werden im Bundesanzeiger veröffentlicht.

6.2 DIVIDENDENPOLITIK UND ERGEBNIS JE AKTIE

Die E.ON Kraftwerke GmbH wurde am 18. Dezember 2015 formwechselnd in die Uniper AG und am 14. April 2016 in die Uniper SE umgewandelt. Die Fähigkeit und die Absicht der Gesellschaft für künftige Dividendenzahlungen werden von der finanziellen Situation der Gesellschaft, dem Geschäftsergebnis, dem Finanzierungsbedarf, den alternativen Investitionsmöglichkeiten und anderen aus Sicht des Vorstands und des Aufsichtsrats maßgeblichen Faktoren abhängen. Zudem bedürfen sämtliche Gewinnverwendungsvorschläge des Vorstands und des Aufsichtsrats der Zustimmung der Hauptversammlung. Die Gesellschaft geht davon aus, die Mittel für etwaige Dividendenzahlungen in erster Linie durch Gewinnausschüttungen/Gewinnabführungen oder sonstige Erträge seitens ihrer

derzeitigen und künftigen Tochtergesellschaften zu erwirtschaften. Inwieweit die einzelnen Tochtergesellschaften Gewinne ausschütten dürfen, bestimmt sich nach dem für die jeweilige Gesellschaft maßgeblichen Recht. Nach der von der Gesellschaft angestrebten Dividendenpolitik beabsichtigt die Gesellschaft für das Geschäftsjahr 2016 eine Dividende in Höhe von ca. € 200 Mio., d. h. € 0,55 je Aktie (auf der Grundlage von 365.960.000 ausgegebenen Aktien) auszuschütten. Über diese Dividende wird in der Hauptversammlung im Geschäftsjahr 2017 entschieden. Für die folgenden Geschäftsjahre ist eine Dividendenzahlung auf der Grundlage des Free Cash from Operations (Adjusted Funds from Operation abzüglich Auszahlungen für Investitionen ins Anlagevermögen im Zusammenhang mit Ersatzbeschaffungen und Instandhaltungen) vorgesehen. Es ist hinsichtlich der Dividendenzahlung in den folgenden Geschäftsjahren eine Ausschüttung von mindestens 75 % und bis zu 100 % des Free Cash from Operations vorgesehen, wobei der gesamte freie Kapitalfluss (*Total Free Cashflow*, siehe „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“) nach der Ausschüttung ausgeglichen oder positiv sein soll. Die Fähigkeit der Gesellschaft zur künftigen Zahlung von Dividenden wird von der Höhe des ausschüttungsfähigen Bilanzgewinns abhängen. Die Höhe künftiger Bilanzgewinne und damit die Höhe etwaiger künftiger Dividendenzahlungen kann die Gesellschaft zum Zeitpunkt dieses Prospekts nicht vorhersehen. Sie kann auch keine Gewähr dafür übernehmen, dass und in welcher Höhe sie künftig überhaupt Dividenden zahlen wird. Die im geprüften Kombinierten Abschluss der Gesellschaft für die am 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre bzw. im ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Gesellschaft für die sechs Monate bis zum 30. Juni 2016 dargestellte Ertragslage lässt keinen Rückschluss auf die Höhe zukünftiger Dividendenzahlungen zu.

Bis einschließlich 31. Dezember 2015 bestand zwischen der Gesellschaft (vormals firmierend als Uniper AG und davor als E.ON Kraftwerke GmbH) und der E.ON Beteiligungen GmbH ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag. Aufgrund dieses Vertrags war die Gesellschaft verpflichtet, die von der E.ON SE erteilten Weisungen bei der Führung der Geschäfte zu berücksichtigen und (vorbehaltlich der wirtschaftlich begründbaren Einstellung bestimmter Beträge in Gewinnrücklagen) ihren gesamten Gewinn an die E.ON Beteiligungen GmbH abzuführen, während die E.ON Beteiligungen GmbH sämtliche während eines Geschäftsjahres (gemäß der Jahresabschlüsse nach HGB) angelaufenen Verluste ausgleichen musste. Ferner besteht weiterhin ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH und der E.ON SE. Aus diesem ergeben sich entsprechende Pflichten der E.ON Beteiligungen GmbH, die von der E.ON SE erteilten Weisungen bei der Führung der Geschäfte zu berücksichtigen und (vorbehaltlich der wirtschaftlich begründbaren Einstellung bestimmter Beträge in Gewinnrücklagen) ihren gesamten Gewinn an die E.ON SE abzuführen, während die E.ON SE sämtliche während eines Geschäftsjahres (gemäß der Jahresabschlüsse nach HGB) angelaufenen Verluste ausgleichen muss.

Die nachstehende Tabelle zeigt das Jahresergebnis vor Ergebnisabführung der Gesellschaft für die Geschäftsjahre 2015 und 2014 gemäß dem Jahresabschluss nach HGB für das Geschäftsjahr 2015 (der die Vergleichsperiode für das Geschäftsjahr 2014 enthält) und für das Geschäftsjahr 2013 gemäß dem Jahresabschluss nach HGB für das Geschäftsjahr 2013.

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Jahresergebnis vor Ergebnisabführung (in € Mio.) (geprüft) ⁽¹⁾	787,6	424,7	217,4
Ergebnis je Aktie (in €) (ungeprüft) ⁽²⁾	2,8	1,5	0,8

(1) Das Jahresergebnis vor Ergebnisabführung entspricht grundsätzlich dem Betrag der nach dem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag mittelbar an E.ON SE abgeführten Gewinne bzw. der von E.ON SE mittelbar übernommenen Verluste. Die dargestellten Ergebnisse sind aufgrund der zur Vorbereitung der Verselbständigung der Uniper Gruppe stattgefundenen Restrukturierungen nur eingeschränkt vergleichbar. Die Uniper AG fungiert erst seit dem 31. Dezember 2015 als Holdinggesellschaft der Uniper Gruppe. Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge bestanden vor der Umstrukturierung teilweise direkt zwischen der E.ON SE und operativen Uniper Gesellschaften.

(2) Das Ergebnis je Aktie ergibt sich in den jeweiligen Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 aus dem Verhältnis des Jahresergebnisses vor Ergebnisabführung und der Anzahl der ausstehenden Aktien. Da die Gesellschaft in den Geschäftsjahren 2014 und 2013 noch in der Rechtsform einer GmbH (vormals E.ON Kraftwerke GmbH) bestand, wurde zur Berechnung der Anzahl der ausstehenden Aktien das Gezeichnete Kapital zum 31. Dezember 2015 in Höhe von 283.445.000 Stück auch für die Geschäftsjahre 2014 und 2013 zugrunde gelegt. Nach Abspaltung und Einbringung der Uniper Beteiligungen GmbH werden 365.960.000 Aktien im Umlauf sein.

7 KAPITALAUSSTATTUNG UND NETTO-FINANZVERSCHULDUNG

Die Gesellschaft gibt im Rahmen der Börseneinführung keine neuen Aktien aus. Die Aktien aus der Spaltungskapitalerhöhung werden bereits im Rahmen der Abspaltung durch Eintragung der Durchführung der Sachkapitalerhöhung in das Handelsregister der Uniper SE und Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE neu geschaffen und entstehen nicht im Rahmen der Börseneinführung. Die Gesellschaft erhält keine Barerlöse aus der Abspaltung. Die Abspaltung wird keine Auswirkungen auf die unten dargestellte Kapitalausstattung der Gesellschaft haben.

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick über die Kapitalausstattung und Nettoverschuldung der Uniper Gruppe zum 30. Juni 2016, die auf dem Konsolidierten Zwischenabschluss zum 30. Juni 2016 basieren. Investoren sollten diese Tabelle gemeinsam mit den Kapiteln „8. Ausgewählte Finanz- und andere Informationen“ sowie „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage“ lesen, sowie zusammen mit dem Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum einschließlich des dazugehörigen Anhangs, der im Finanzteil dieses Prospekts abgedruckt ist (ab Seite F-2).

7.1 KAPITALAUSSTATTUNG

	30. Juni 2016
	(ungeprüft)
	in € Mio.
Kurzfristige Verbindlichkeiten	
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	1.310
<i>davon: Verbindlichkeiten gegenüber dem E.ON-Konzern</i>	897
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	13.681
Übrige kurzfristige Verbindlichkeiten ⁽¹⁾	1.827
Summe kurzfristige Verbindlichkeiten⁽²⁾	16.818
<i>davon: garantiert⁽³⁾</i>	4.476
<i>davon: besichert</i>	—
<i>davon: nicht garantiert/unbesichert</i>	12.342
Langfristige Verbindlichkeiten	
Langfristige Finanzschulden (ohne kurzfristig fällige Anteile langfristiger Finanzschulden)	1.080
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.175
Übrige langfristige Verbindlichkeiten ⁽⁴⁾	12.845
Summe langfristige Verbindlichkeiten⁽⁵⁾	15.100
<i>davon: garantiert⁽³⁾</i>	1.549
<i>davon: besichert</i>	—
<i>davon: nicht garantiert/unbesichert</i>	13.551
Eigenkapital	
Gezeichnetes Kapital	290
Kapitalrücklage	4.188
Gewinnrücklagen	185
Kumuliertes Other Comprehensive Income	-1.818
Anteil der Gesellschafter der Uniper SE	2.845
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	8.222
<i>davon: Anteile ohne beherrschenden Einfluss, die auf die Uniper Beteiligungs GmbH entfallen⁽⁶⁾</i>	7.681
Summe Eigenkapital	11.067
Summe Passiva (Kapitalausstattung)	42.985

(1) Setzen sich zusammen aus kurzfristigen übrigen Rückstellungen, kurzfristigen Ertragsteuern und mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerte verbundenen Schulden.

(2) Entspricht dem in der Konzernzwischenbilanz ausgewiesenen Posten „Kurzfristige Schulden“.

(3) Zahlungs-, Vertragserfüllungs-, Gewährleistungs- und sonstige handelsbezogene Garantien. Für weitere Informationen siehe „12 — Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Unternehmen und Personen — 12.1 Beziehung zum E.ON-Konzern – 12.1.3 — Maßnahmen im Hinblick auf die Finanzierung der Uniper Gruppe“.

(4) Setzen sich zusammen aus langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten, langfristigen Ertragsteuern, langfristigen übrigen Rückstellungen und passiven latenten Steuern.

(5) Entspricht dem in der Konzernzwischenbilanz ausgewiesenen Posten „Langfristige Schulden“.

(6) Mit Wirksamwerden der Abspaltung werden diese Anteile ohne beherrschenden Einfluss in das auf die Gesellschafter der Uniper SE entfallende Eigenkapital umgegliedert.

7.2 NETTO-FINANZVERSCHULDUNG

	30. Juni 2016 (ungeprüft) in € Mio.
A. Zahlungsmittel	518
B. Zahlungsmitteläquivalente	11
C. Wertpapiere und Festgeldanlagen	7
D. Summe Liquidität⁽¹⁾ (A)+(B)+(C)	536
E. Kurzfristige finanzielle Forderungen⁽²⁾	950
F. Kurzfristige Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	37
G. Kurzfristiger Teil der langfristigen Verbindlichkeiten ⁽³⁾	—
H. Sonstige kurzfristige Finanzschulden ⁽⁴⁾	1.273
I. Summe kurzfristige Finanzschulden (F)+(G)+(H)⁽⁵⁾	1.310
J. Kurzfristige Netto-Finanzschulden (I)-(E)-(D)	-176
K. Langfristige Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	95
L. Anleihen einschließlich Medium Term Notes	—
M. Sonstige langfristige Finanzverbindlichkeiten ⁽⁶⁾	985
N. Summe langfristige Finanzschulden (K)+(L)+(M)⁽⁷⁾	1.080
O. Netto-Finanzverschuldung⁽⁸⁾ (J)+(N)	904

(1) Entspricht dem in der Konzernzwischenbilanz ausgewiesenen Posten „Liquide Mittel“.

(2) Entsprechen dem Posten „Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte“.

(3) Kurzfristiger Teil der langfristigen Verbindlichkeiten ist insgesamt in den kurzfristigen Finanzschulden enthalten.

(4) Bestehen aus kurzfristigen Leasingverbindlichkeiten, kurzfristigen Schuldscheindarlehen und sonstigen Darlehen, kurzfristige Margin Zahlungen an Derivate-Vertragspartner, kurzfristige Finanzverbindlichkeiten gegenüber nicht konsolidierten Gemeinschaftskraftwerken und Gesellschaften und kurzfristige übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten.

(5) Entsprechen den kurzfristigen „Finanzverbindlichkeiten“ in der Konzernzwischenbilanz.

(6) Enthalten langfristige Leasingverbindlichkeiten, langfristige Schuldscheindarlehen, langfristige sonstige Darlehen und langfristige sonstige übrige Finanzverbindlichkeiten.

(7) Entsprechen den langfristigen „Finanzverbindlichkeiten“ in der Konzernzwischenbilanz.

(8) Entspricht nicht dem an anderer Stelle in diesem Prospekt verwendeten Begriff „Netto-Finanzposition“ bzw. „Wirtschaftliche Netto-Verschuldung“. Für weitere Informationen siehe „9 — Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 NON-GAAP-Kennzahlen“.

7.3 SONSTIGE FINANZIELLE VERPFLICHTUNGEN UND EVENTUALVERBINDLICHKEITEN

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Die Eventualverbindlichkeiten der Uniper Gruppe beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf einen beizulegenden Zeitwert von € 77 Mio. Hinsichtlich dieser Eventualverbindlichkeiten bestehen zum Zeitpunkt dieses Prospekts keine wesentlichen Ansprüche auf Erstattung.

In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 30. Juni 2016 war diese Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von SEK 3.559 Mio. (Stand 30. Juni 2016: etwa € 378 Mio.) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß dem schwedischen Atomhaftungsgesetz versichert werden. Die entsprechenden Versicherungen für die betroffenen Kernkraftwerke im Segment Europäische Erzeugung sind abgeschlossen worden.

Zum 30. Juni 2016 bestand ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von € 0,6 Mrd. Von diesen Verpflichtungen sind zum 30. Juni 2016 € 0,3 Mrd. innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere im Segment Europäische Erzeugung im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie im Segment Globaler Handel im Zusammenhang mit Gasinfrastrukturprojekten, enthalten. Die im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten beliefen sich am 30. Juni 2016 auf € 0,3 Mrd.

Darüber hinaus resultierten finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht-, und Operating-Lease-Verträgen. Diese Verpflichtungen beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf € 494 Mio.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen der Uniper Gruppe bestanden zum 30. Juni 2016 im Wesentlichen in Bezug auf die Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen beliefen sich am 30. Juni 2016 auf rund € 214,7 Mrd. (Fälligkeit bis ein Jahr: € 6,7 Mrd.).

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf rund € 0,9 Mrd., u. a. gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Erzeugungseinheiten. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, die generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird. Weitere Abnahmeverpflichtungen beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf rund € 4,2 Mrd. Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in dem Segment Europäische Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen zu Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen bezüglich der schwedischen Kernkraftwerke der Uniper Gruppe. Darüber hinaus bestanden zum 30. Juni 2016 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund € 0,9 Mrd. Sie enthalten u. a. finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen.

7.4 GESCHÄFTSKAPITAL (NETTOUMLAUFVERMÖGEN)

Nach Einschätzung der Uniper Gruppe ist das Nettoumlaufvermögen (*net working capital*) für die derzeitigen Anforderungen ausreichend, um alle Zahlungsverpflichtungen im geplanten Geschäftsbetrieb abzudecken, die mindestens in den nächsten zwölf Monaten ab dem Datum dieses Prospekts fällig werden.

7.5 WESENTLICHE VERÄNDERUNG DER FINANZLAGE ODER DER HANDELSPOSITION

Seit dem 30. Juni 2016 hat sich die Finanzlage und Handelsposition der Uniper Gruppe nicht wesentlich verändert.

7.6 RATING

Der Gesellschaft wurde am 10. Mai 2016 von Standard & Poor's ein derzeit bestehendes langfristiges Investmentgrade-Rating BBB– mit stabilem Ausblick erteilt. Gesellschaften mit dem Rating BBB– werden von Standard & Poor's als Gesellschaften angesehen, die in angemessener Weise in der Lage sind, ihren finanziellen Verpflichtungen nachzukommen. Die Agentur Standard & Poor's hat ihren Sitz in der EU und ist gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1060/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. September 2009 über Ratingagenturen, in der jeweils geltenden Fassung, registriert.

8 AUSGEWÄHLTE FINANZ- UND ANDERE INFORMATIONEN

Die in den nachfolgenden Tabellen dargestellten Finanzdaten für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 wurden, sofern nicht anders angegeben, dem im Finanzteil dieses Prospekts ab Seite F-32 enthaltenen geprüften Kombinierten Abschluss für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre entnommen oder davon abgeleitet oder dem Rechnungswesen der Uniper Gruppe entnommen. Die Finanzdaten für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (einschließlich Vergleichszahlen für den zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum) wurden dem im Finanzteil dieses Prospekts ab Seite F-2 enthaltenen ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum entnommen oder davon abgeleitet oder dem Rechnungswesen der Uniper Gruppe entnommen.

Der Kombinierte Abschluss wurde gemäß den IFRS, und den Interpretationen des IFRS IC, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der EU-Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden, erstellt und von PwC gemäß den International Standards on Auditing (ISA) geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der ungeprüfte verkürzte Konsolidierte Zwischenabschluss der Uniper SE wurde gemäß IAS 34 (Zwischenberichterstattung) erstellt.

Für die Erstellung des Kombinierten Abschlusses wurden eine Reihe von Annahmen getroffen und Schätzungen vorgenommen, die von den Annahmen und Schätzungen, die für Zwecke des Konsolidierten Abschlusses der E.ON SE getroffen bzw. vorgenommen wurden, abweichen können, und sich auf den Ansatz und die Bewertung von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, Erträgen, Aufwendungen sowie Eventualverbindlichkeiten auswirken können. Die tatsächlichen Ergebnisse können in solchen Fällen von den Annahmen und Schätzungen der Gesellschaft abweichen. Darüber hinaus wurden in den Kombinierten Abschluss Gesellschaften einbezogen, die in den Berichtsperioden im Eigentum der E.ON SE standen. Deshalb erhebt der Kombinierte Abschluss keinen Anspruch darauf, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe sowie die Zahlungsströme vollständig so widerzuspiegeln, wie sie sich ergeben hätten, wenn die Uniper Gruppe in ihrer jetzigen Form bereits seit dem 1. Januar 2013 bestanden hätte, noch können aus ihm die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie die Zahlungsströme für künftige Berichtsperioden oder für einen künftigen Berichtsstichtag fortgeschrieben werden. Siehe auch „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.2 Grundlage der Darstellung“.

Die in den nachfolgenden Tabellen als „geprüft“ bezeichneten Finanzdaten sind Daten, die dem oben genannten geprüften Kombinierten Abschluss der Uniper SE entnommen wurden. Als „ungeprüft“ bezeichnete Finanzdaten sind Daten, die aus dem geprüften Kombinierten Abschluss abgeleitet oder dem ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE entnommen bzw. daraus abgeleitet oder dem Rechnungswesen der Uniper Gruppe entnommen bzw. daraus abgeleitet wurden.

Bestimmte in diesem Abschnitt verwendete Begriffe und in Tabellen ausgewiesene Kennzahlen sind Non-GAAP-Kennzahlen und dürfen nicht als eine Alternative zu GAAP-Kennzahlen betrachtet werden. Die Gesellschaft hat diese Non-GAAP-Kennzahlen und weitere Informationen in diesem Prospekt verwendet, weil sie der Ansicht ist, dass sie Anlegern zusätzliche Informationen zur Beurteilung der wirtschaftlichen Lage der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe bieten. Die Definition der Non-GAAP-Kennzahlen weicht möglicherweise von der Definition gleichlautender Non-GAAP-Kennzahlen anderer Unternehmen in der Energiebranche oder in anderen Branchen ab. Die von der Gesellschaft verwendeten Non-GAAP-Kennzahlen sollten nicht als Alternative zum Ergebnis nach Ertragsteuern, zum Umsatz oder zu irgendeiner anderen in Übereinstimmung mit den IFRS oder HGB als Maßstab für den Unternehmenserfolg definierten Kennzahl betrachtet werden. Ebenso wenig sollten sie als Alternative zum Mittelzufluss/-abfluss aus der Geschäftstätigkeit als Liquiditätskennzahlen betrachtet werden. Diese Non-GAAP-Kennzahlen sind nur mit Einschränkungen als Analyseinstrumente geeignet und sollten nicht isoliert betrachtet oder als Ersatz für die Analyse der nach IFRS oder HGB ausgewiesenen Kennzahlen verwendet werden. Wenn solche Non-GAAP-Kennzahlen nicht als solche im Kombinierten Abschluss enthalten sind, erhalten sie in den folgenden Tabellen den Vermerk „ungeprüft“. Wenn hingegen Non-GAAP-Kennzahlen im Kombinierten Abschluss enthalten sind, werden sie mit dem Vermerk „geprüft“ gekennzeichnet.

Die in den Tabellen dargestellten Finanzinformationen sind, sofern nicht anders angegeben, eine Auswahl der in dem Kombinierten Abschluss oder Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE enthaltenen Finanzinformationen und sollten in Verbindung mit dem Abschnitt „Darstellung und

Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage“ und dem Kombinierten Abschluss oder dem Konsolidierten Zwischenabschluss und den sonstigen in anderen Abschnitten des Prospekts enthaltenen Finanzinformationen gelesen werden.

Sämtliche in diesem Prospekt dargestellten Finanzinformationen sind in Millionen Euro (€ Mio.) angegeben, sofern nicht abweichend gekennzeichnet. Bestimmte Zahlenangaben und Finanzinformationen (einschließlich Prozentsätzen) in diesem Prospekt wurden nach allgemeingültigen kaufmännischen Standards gerundet. Es ist daher möglich, dass nicht alle Gesamtbeträge (Summen oder Zwischensummen, Differenzen oder Zahlen, die in einen Bezug gesetzt werden) in diesem Prospekt mit den zugrunde liegenden (nicht gerundeten) Einzelbeträgen an anderen Stellen in diesem Prospekt in allen Fällen übereinstimmen. Außerdem ist es möglich, dass sich diese gerundeten Zahlen in Tabellen und Grafiken nicht genau zu den in den entsprechenden Tabellen und Grafiken enthaltenen Gesamtsummen aufaddieren. Im Hinblick auf die in diesem Prospekt enthaltenen Finanzinformationen bedeutet ein Bindestrich („-“), dass die entsprechende Zahl nicht verfügbar oder gleich null ist, während eine Null („0“) bedeutet, dass die entsprechende Zahl verfügbar, aber auf Null gerundet worden ist.

8.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNGEN DER UNIPER GRUPPE

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015 (in Mio. €)	2014 (geprüft)	2013
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	33.581	45.026	92.338	88.522	95.097
Strom- und Energiesteuern	-254	-115	-223	-297	-347
Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750
Bestandsveränderungen	-8	35	4	-64	-17
Andere aktivierte Eigenleistungen	9	3	46	81	81
Sonstige betriebliche Erträge	4.791	4.156	10.825	9.462	4.572
Materialaufwand	-30.998	-43.117	-89.306	-84.501	-91.256
Personalaufwand	-564	-603	-1.260	-1.329	-1.442
Abschreibungen	-3.275	-645	-5.357	-5.209	-2.191
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-6.810	-4.640	-10.524	-9.319	-5.082
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	57	65	60	-388	-340
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	-3.397	-3.042	-925
Finanzergebnis	-364	-44	36	-118	-148
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-50	-24	-396	348	-60
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133

8.2 BILANZ DER UNIPER GRUPPE

	Zum 30. Juni 2016	Zum 31. Dezember		
	(ungeprüft)	2015	2014 (geprüft)	2013
		(in Mio. €)		
Goodwill	2.628	2.555	4.911	6.372
Immaterielle Vermögenswerte	1.966	2.159	2.436	3.258
Sachanlagen	11.274	14.297	15.717	19.778
At equity bewertete Unternehmen	840	1.136	1.401	1.897
Sonstige Finanzanlagen	530	558	927	1.306
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	2.983	3.029	4.104	3.604
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	4.315	4.687	3.158	1.985
Ertragsteueransprüche	9	9	14	17
Aktive latente Steuern	1.031	1.031	1.355	1.040
Langfristige Vermögenswerte	25.576	29.461	34.023	39.257
Vorräte	1.451	1.734	2.297	2.888
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	950	8.359	11.475	10.499
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	14.141	23.085	23.205	18.726
Ertragsteueransprüche	299	296	206	146
Liquide Mittel	536	360	412	896
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	32	228	2	98
Kurzfristige Vermögenswerte	17.409	34.062	37.597	33.253
Summe Aktiva	42.985	63.523	71.620	72.510
Eigenkapital (Nettovermögen)	11.067	15.001	22.719	27.766
Finanzverbindlichkeiten	1.080	2.296	5.175	5.387
Betriebliche Verbindlichkeiten	4.578	3.781	2.460	1.702
Ertragsteuern	—	—	—	—
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.175	796	1.773	1.479
Übrige Rückstellungen	6.562	5.809	5.057	4.844
Passive latente Steuern	1.705	1.622	1.966	2.210
Langfristige Schulden	15.100	14.304	16.431	15.622
Finanzverbindlichkeiten	1.310	10.551	8.161	8.307
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	13.681	20.642	21.563	18.349
Ertragsteuern	300	338	323	242
Übrige Rückstellungen	1.527	2.569	2.423	2.224
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	—	118	—	—
Kurzfristige Schulden	16.818	34.218	32.470	29.122
Summe Passiva	42.985	63.523	71.620	72.510

8.3 KAPITALFLUSSRECHNUNG DER UNIPER GRUPPE

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(in Mio. €) (geprüft)		
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	945	-487	-610	-1.504	-1.017
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.706	-1.737	-979	37	741
Liquiditätswirksame Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	191	77	-124	-30	278
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende	528	468	299	340	551

8.4 SEGMENTINFORMATIONEN

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(geprüft)		
	(in Mio. €)				
Umsatzerlöse					
Europäische Erzeugung	3.250	3.902	7.563	8.246	9.083
Innenumsatz	1.786	2.371	4.547	5.024	5.654
Außenumsatz	1.464	1.531	3.016	3.222	3.429
Globaler Handel	32.827	44.619	91.207	86.672	93.767
Innenumsatz	1.475	1.808	3.235	3.196	4.322
Außenumsatz	31.352	42.811	87.972	83.476	89.445
Internationale Stromerzeugung	510	556	1.134	1.529	1.879
Innenumsatz	—	—	—	—	—
Außenumsatz	510	556	1.134	1.529	1.879
Administration/Konsolidierung	-3.260	-4.166	-7.789	-8.222	-9.979
Innenumsatz	-3.261	-4.179	-7.782	-8.220	-9.976
Außenumsatz	1	13	-7	-2	-3
Summe Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750

8.5 AUSGEWÄHLTE SONSTIGE KENNZAHLEN

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(geprüft, soweit nicht anders angegeben)		
	(in Mio. €, sofern nicht anders angegeben)				
Investitionen					
Europäische Erzeugung	177	275	774	877	1.018
Globaler Handel	66	58	112	105	147
Internationale Stromerzeugung	44	85	193	547	1.037
Administration/Konsolidierung	5	—	4	2	0
Gruppe Investitionen	292	418	1.083	1.531	2.202
Adjusted EBIT					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	120	195	506	539	504
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.095	334	262	173	328
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	-39	106	236	316	410
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-41	-90	-203	-202	-194
Gruppe Adjusted EBIT⁽¹⁾	1.135	545	801	826	1.048
Adjusted EBITDA					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	406	515	1.125	1.331	1.254
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.165	420	449	362	546
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	5	150	335	465	609
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-36	-85	-192	-192	-182
Gruppe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern					
Europäische Erzeugung ⁽²⁾	897	603	1.133	1.077	855
Globaler Handel ⁽²⁾	1.111	1.771	767	342	-446
Internationale Stromerzeugung ⁽²⁾	149	172	388	511	655
Administration/Konsolidierung ⁽²⁾	-23	-105	-267	-186	-199
Gruppe Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern⁽²⁾	2.134	2.441	2.021	1.744	865
FFO ^{(3)*}	216	605	2.092	1.816	1.789
Adjusted FFO ^{(3)*}	8	393	1.805	1.548	1.495
Cash Conversion ⁽⁴⁾ (in %)*	138,6	244,1	117,7	88,7	38,8
Netto-Finanzposition ^{(5)*}	-1.531	—	-4.930	-2.066	-3.112
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung ^{(5)*}	-3.631	—	-6.690	-4.802	-5.624
Beeinflussbare Kosten ^{(6)*}	657	722	1.305	1.455	1.639

(*) Ungeprüft.

- (1) Bei dem EBIT (*unbereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern*) handelt es sich um das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern der Uniper Gruppe nach IFRS unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die operative Ertragskraft des Uniper-Geschäfts wird das unbereinigte EBIT um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt. Im Adjusted EBIT werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen enthalten. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um zusätzliche Aufwendungen, die nicht unmittelbar im Zusammenhang mit dem operativen Geschäft stehen. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge von Einzelsachverhalten mit seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein.

Bei dem Adjusted EBITDA handelt es sich um ein bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen.

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015 (in Mio. €)	2014 (geprüft)	2013
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	-3.397	-3.042	-925
Beteiligungsergebnis	11	4	-12	10	23
EBIT	-3.460	169	-3.409	-3.032	-902
Nicht operative Bereinigungen	4.595	376	4.210	3.858	1.950
<i>Netto Buchgewinnel -buchverluste</i>	-522	—	-38	—	21
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	1.034	118	-511	-1.167	-319
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen / Kostenmanagement^(A)</i>	223	42	137	211	142
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)^(B)</i>	2.863	144	4.199	4.484	1.225
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis^{(A) (C)}</i>	997	72	423	330	881
Adjusted EBIT	1.135	545	801	826	1.048
<i>Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen^(D)</i>	405	455	916	1.140	1.179
Adjusted EBITDA	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227

(A) Enthielten im Geschäftsjahr 2015 planmäßige Abschreibungen in Höhe von € 18 Mio. (2014: € 14 Mio.; 2013: € 14 Mio.). Planmäßige Abschreibungen sind im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Höhe von € 8 Mio. (zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum: € 9 Mio.) in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement enthalten.

(B) Enthalten nicht operative außerplanmäßige Abschreibungen und Wertaufholungen, die durch regelmäßige Werthaltigkeitstests ausgelöst werden. Die Summe der nicht operativen Impairments/Wertaufholungen und der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in den beiden Positionen enthalten sind und ein geringfügiger Teil in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.

(C) Enthielt im Geschäftsjahr 2014 außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte in Höhe von € 97 Mio. Die Veränderung im übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Vergleich zum Vorjahreszeitraum resultierte im Wesentlichen aus der Bildung einer nicht-operativen Drohverlustrückstellung nach IAS 37.

(D) Enthalten operative Abschreibungen.

- (2) Der Operative Cashflow vor Zinsen und Steuern (*operating cashflow before interest and taxes* („OCFbIT“)) bezeichnet den Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow) abzüglich der Mittelzuflüsse bzw. zuzüglich der Mittelabflüsse aus Zins- und Steuerzahlungen (abzüglich Erstattungen).

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015	2014	2013
	(in Mio. €)				
Operativer Cashflow	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Zinszahlungen	170	39	152	102	63
Ertragsteuerzahlungen	12	101	404	205	248
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.134	2.441	2.021	1.744	865

- (3) Die Uniper Gruppe verwendet ab 2017 die Non-GAAP Kennzahl Adjusted FFO als Steuerungsgröße im Rahmen der Bemessung des für die Aktionäre zur Verfügung stehenden Ausschüttungspotentials sowie ab 2017 für die variable Vorstandsvergütung.

Basis des FFO (*Funds from Operations*) ist der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (*operativer Cashflow*), der in einem ersten Schritt um die Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern bereinigt wird, um periodenbedingte Verschiebungen aufgrund von nicht vorhersehbaren Zahlungsmittelzuflüssen bzw. Mittelabflüssen zu eliminieren. In der Veränderung der betrieblichen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden u. a. Veränderungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen. Diese Veränderungen werden ebenfalls bereinigt, da sie nicht zahlungswirksam werden. Aus dem gleichen Grund wird auch die erfolgswirksame Fremdwährungs-Bewertung der operativen Forderungen und Verbindlichkeiten abgezogen.

Für das Adjusted FFO werden Dienstzeitaufwendungen für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche und nachzurechnende Dienstzeitaufwendungen, die zukünftig zahlungswirksam werden, sowie Zahlungen an den schwedischen Fonds für Nuklearabfall von den FFO abgezogen, obwohl sie im Cashflow aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden, da sie aus dem operativen Geschäft resultieren. Auch beschlossene bzw. gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter stehen den Aktionären der Gesellschaft nicht zur Verfügung und werden deshalb bereinigt.

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015	2014	2013
	(geprüft, soweit nicht anders angegeben) (in Mio. €)				
Operativer Cashflow	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	2.931	1.801	-1.367	-1.467	-1.805
Bereinigung der Marktbewertung von erfolgswirksam gebuchten Derivaten (ungeprüft)	-1.222	-104	751	1.088	571
Erfolgswirksame Fremdwährungs-Bewertung der operativen Forderungen und Verbindlichkeiten (ungeprüft)	-27	-0	11	—	0
Funds from Operations (FFO) (ungeprüft)	216	605	2.092	1.816	1.789
Aufwendungen für laufenden und nachverrechneten Dienstzeitaufwand (ungeprüft)	-38	-54	-108	-75	-94
Zahlungen an den Schwedischen Fonds für Nuklearabfall (ungeprüft)	-144	-114	-137	-116	-128
(Beschlossene) Dividenden an Minderheitsaktionäre ...	-26	-44	-42	-77	-75
Adjusted FFO (ungeprüft)	8	393	1.805	1.548	1.495

- (4) Cash Conversion (Zahlungsmittelumschlag) bezeichnet das Ergebnis aus der Division des Operativen Cashflows vor Zinsen und Steuern (*operating cashflow before interest and taxes* (OCFbIT)) durch das Adjusted EBITDA für die jeweilige Periode.

- (5) Die Netto-Finanzposition umfasst die liquiden Mitteln, langfristigen Wertpapiere und finanziellen Forderungen gegen verbundene Unternehmen, von denen die Finanzverbindlichkeiten (inklusive finanzieller Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen) abgezogen werden. Die Forderungen und Verbindlichkeiten gegen bzw. gegenüber verbundene/n Unternehmen ergeben sich aus der Einbindung der Uniper Gruppe in das Cash Management des E.ON-Konzerns und sind in den sonstigen Finanzforderungen und finanziellen Vermögenswerten sowie sonstigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen. Der ausstehende Nettobetrag aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten gegen den bzw. gegenüber dem E.ON-Konzern wird im Zuge der Abspaltung durch externe Finanzverbindlichkeiten abgelöst und wird daher in der Netto-Finanzposition berücksichtigt.

Von der so ermittelten Netto-Finanzposition werden die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen abgezogen, da beide Positionen langfristige finanzielle Zahlungsverpflichtungen bedingen. Diesen Verpflichtungen zugeordnetes separiertes Vermögen wird bei der Ermittlung der Wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigt.

Die Netto-Finanzposition bzw. die Wirtschaftliche Netto-Verschuldung bestehen aus Bilanzgrößen und werden deshalb nicht zum 30. Juni 2015 verglichen.

	Zum 30. Juni 2016 (ungeprüft)	Zum 31. Dezember		
		2015	2014	2013
		(geprüft, soweit nicht anders angegeben) (in Mio. €)		
Liquide Mittel	536	360	412	896
Finanzielle Forderungen gegen verbundene Unternehmen	174	7.368	10.674	9.507
Langfristige Wertpapiere	149	189	184	179
Finanzverbindlichkeiten (inklusive Finanzieller Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen)	-2.390	-12.847	-13.336	-13.694
Netto-Finanzposition (ungeprüft)	-1.531	-4.930	-2.066	-3.112
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	-1.175	-796	-1.773	-1.479
Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen (ungeprüft) ^(A)	-925	-964	-963	-1.033
Wirtschaftliche Netto-Verschuldung (ungeprüft) ...	-3.631	-6.690	-4.802	-5.624

(A) Reduziert um Forderungen gegen den schwedischen Fonds für Nuklearabfall.

- (6) Die Beeinflussbaren Kosten (*Controllable Costs*) bezeichnen eine Kennzahl zur Analyse und Steuerung der Aufwandsentwicklung und beinhaltet diejenigen operativen Kosten, die vom Management selbständig beeinflusst und gesteuert werden können. Die Definition der Beeinflussbaren Kosten bezieht sich nur auf das Segment Europäische Erzeugung. Die Kennzahl beinhaltet den gesamten Personalaufwand sowie Aufwendungen für bezogene Waren und für bezogene Leistungen. Die Beeinflussbaren Kosten enthalten die übrigen sonstigen betrieblichen Erträge mit weiterbelasteten Aufwendungen für bezogene Waren und Dienstleistungen, Erstattungen für Versicherungen, Auflösung von Wertberichtigungen, Investitionszuschüsse und Mieterträge. Darüber hinaus werden Teile der sonstigen betrieblichen Aufwendungen berücksichtigt, die Beeinflussbare Kosten enthalten. Hierunter fallen Aufwendungen für Rekultivierung und Abbruch, Marketing, IT- und Mietkosten, Kosten für Fremdleistung, Gebühren und Beiträge, Instandhaltung und Reparaturen, Büroaufwendungen, Reisekosten, Weiterbildungskosten, Notarkosten sowie Beratungs- und Prüfungsaufwendungen. Brennstoffkosten, Kosten für CO₂-Zertifikate sowie Strombezüge werden nicht einbezogen, da sie marktseitig beeinflusst werden.

9 DARSTELLUNG UND ANALYSE DER VERMÖGENS-, FINANZ- UND ERTRAGSLAGE

Anleger sollten die folgende Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe zusammen mit den Kapiteln „8. Ausgewählte Finanz- und andere Informationen“, „2. Risikofaktoren“ und „11. Geschäftstätigkeit“ in diesem Prospekt sowie dem ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (einschließlich Vergleichszahlen für den zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum) einschließlich des darin enthaltenen Anhangs sowie dem Kombinierten Abschluss der Uniper SE für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre einschließlich des darin enthaltenen Anhangs, die im Finanzteil dieses Prospekts ab Seite F-2 enthalten sind, lesen.

Der Kombinierte Abschluss wurde gemäß den IFRS, und den Interpretationen des IFRS IC, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der EU-Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden, erstellt und von PwC gemäß den International Standards on Auditing (ISA) geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. Der ungeprüfte verkürzte Konsolidierte Zwischenabschluss der Uniper SE wurde gemäß IAS 34 (Zwischenberichterstattung) erstellt.

Diese Darstellung enthält zukunftsgerichtete Aussagen, die mit Risiken und Ungewissheiten verbunden sind. Die zukünftigen Ergebnisse der Uniper Gruppe könnten wesentlich von den unten beschriebenen oder implizierten Erwartungen abweichen. Faktoren, die solche Abweichungen hervorrufen oder zu ihnen beitragen könnten, sind, nicht abschließend, in den Abschnitten „2. Risikofaktoren“, „3. Allgemeine Informationen“ und „11. Geschäftstätigkeit“ dargestellt.

Für die Erstellung des Kombinierten Abschlusses wurden eine Reihe von Annahmen getroffen und Schätzungen vorgenommen, die von den Annahmen und Schätzungen, die für Zwecke des Konsolidierten Abschlusses der E.ON SE getroffen bzw. vorgenommen wurden, abweichen können, und sich auf den Ansatz und die Bewertung von Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, Erträgen, Aufwendungen sowie Eventualverbindlichkeiten auswirken können. Die tatsächlichen Ergebnisse können in solchen Fällen von den Annahmen und Schätzungen der Gesellschaft abweichen. Darüber hinaus wurden in den Kombinierten Abschluss Gesellschaften einbezogen, die in den Berichtsperioden im Eigentum der E.ON SE standen. Deshalb erhebt der Kombinierte Abschluss keinen Anspruch darauf, die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe sowie die Zahlungsströme vollständig so widerzuspiegeln, wie sie sich ergeben hätten, wenn die Uniper Gruppe in ihrer jetzigen Form bereits seit dem 1. Januar 2013 bestanden hätte, noch können aus ihm die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie die Zahlungsströme für künftige Berichtsperioden oder für einen künftigen Berichtsstichtag fortgeschrieben werden. Siehe auch den nachfolgenden Abschnitt „9.2 Grundlage der Darstellung“.

Die in den nachfolgenden Tabellen als „geprüft“ bezeichneten Finanzdaten sind Daten, die dem oben genannten geprüften Kombinierten Abschluss der Uniper SE entnommen wurden. Als „ungeprüft“ bezeichnete Finanzdaten sind Daten, die aus dem geprüften Kombinierten Abschluss abgeleitet oder dem ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss der Uniper SE entnommen bzw. daraus abgeleitet oder dem Rechnungswesen der Uniper Gruppe entnommen bzw. daraus abgeleitet wurden.

Bestimmte in diesem Abschnitt verwendete Begriffe und in Tabellen ausgewiesene Kennzahlen sind Non-GAAP-Kennzahlen und dürfen nicht als eine Alternative zu GAAP-Kennzahlen betrachtet werden. Die Gesellschaft hat diese Non-GAAP-Kennzahlen und weitere Informationen in diesem Prospekt verwendet, weil sie der Ansicht ist, dass sie Anlegern zusätzliche Informationen zur Beurteilung der wirtschaftlichen Lage der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe bieten. Die Definition der Non-GAAP-Kennzahlen weicht möglicherweise von der Definition gleichlautender Non-GAAP-Kennzahlen anderer Unternehmen in der Energiebranche oder in anderen Branchen ab. Die von der Gesellschaft verwendeten Non-GAAP-Kennzahlen sollten nicht als Alternative zum Ergebnis nach Ertragsteuern, zum Umsatz oder zu irgendeiner anderen in Übereinstimmung mit den IFRS oder HGB als Maßstab für den Unternehmenserfolg definierten Kennzahl betrachtet werden. Ebenso wenig sollten sie als Alternative zum Mittelzufluss/-abfluss aus der Geschäftstätigkeit als Liquiditätskennzahlen betrachtet werden. Diese Non-GAAP-Kennzahlen sind nur mit Einschränkungen als Analyseinstrumente geeignet und sollten nicht isoliert betrachtet oder als Ersatz für die Analyse der nach IFRS oder HGB ausgewiesenen Kennzahlen verwendet werden. Wenn solche Non-GAAP-Kennzahlen nicht als solche im Kombinierten Abschluss enthalten sind, erhalten sie in den folgenden Tabellen den Vermerk „ungeprüft“. Wenn hingegen Non-GAAP-Kennzahlen im Kombinierten Abschluss enthalten sind, werden sie mit dem Vermerk „geprüft“ gekennzeichnet.

Sämtliche in diesem Prospekt dargestellten Finanzinformationen sind in Millionen Euro (€ Mio.) angegeben, sofern nicht abweichend gekennzeichnet. Bestimmte Zahlenangaben und Finanzinformationen (einschließlich Prozentsätzen) in diesem Prospekt wurden nach allgemeingültigen kaufmännischen Standards gerundet. Es ist daher möglich, dass nicht alle Gesamtbeträge (Summen oder Zwischensummen, Differenzen oder Zahlen, die in einen Bezug gesetzt werden) in diesem Prospekt mit den zugrunde liegenden (nicht gerundeten) Einzelbeträgen an anderen Stellen in diesem Prospekt in allen Fällen übereinstimmen. Außerdem ist es möglich, dass sich diese gerundeten Zahlen in Tabellen und Grafiken nicht genau zu den in den entsprechenden Tabellen und Grafiken enthaltenen Gesamtsummen aufaddieren. Im Hinblick auf die in diesem Prospekt enthaltenen Finanzinformationen bedeutet ein Bindestrich („-“) , dass die entsprechende Zahl nicht verfügbar oder gleich Null ist, während eine Null („0“) bedeutet, dass die entsprechende Zahl verfügbar, aber auf Null gerundet worden ist.

9.1 ÜBERBLICK ÜBER DIE GESCHÄFTSTÄTIGKEIT

Die Gesellschaft ist die Holdinggesellschaft der Uniper Gruppe, die mit einer Erzeugungskapazität von 37.598 Megawatt¹ („MW“) im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (Geschäftsjahr 2015: 39.863 MW, Geschäftsjahr 2014: 43.000 MW, Geschäftsjahr 2013: 43.477 MW) (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken) und einem um nicht operative Effekte bereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern („**Adjusted EBIT**“) in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum von € 1.135 Mio. (Geschäftsjahr 2015: € 801 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 826 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 1.048 Mio.) nach ihrer Einschätzung zu den bedeutenden Akteuren im Bereich der konventionellen Energieerzeugung und des Energiehandels in Deutschland, Europa sowie Russland gehört. Die Uniper Gruppe ist hauptsächlich in den Bereichen der konventionellen Energieerzeugung und dem Handel mit Strom, Gas, Kohle und LNG sowie dem Gasspeicherbetrieb und Gasinfrastrukturbeteiligungen tätig. Im Transport und Vertrieb von Gas nimmt sie in Zentraleuropa eine führende Stellung ein. Daneben handelt sie mit CO₂-Zertifikaten und Frachtkontingenten, vermarktet technische Dienstleistungen an andere Marktteilnehmer und tätigt Hedging-Geschäfte. Ihre Kunden sind dabei vor allem Groß- und Geschäftskunden, zu denen u. a. Netzbetreiber, Stadtwerke und andere Energieweiterteiler zählen. Im Bereich Globaler Handel interagiert die Uniper Gruppe insbesondere mit nationalen und internationalen Energiehändlern.

Gemessen am Adjusted EBIT liegen die Schwerpunkte der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe in Deutschland, Schweden und Russland. Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe insbesondere in Großbritannien, Frankreich, den Niederlanden sowie in den USA tätig. Der Sitz der Uniper Gruppe befindet sich in Düsseldorf, Deutschland.

Im Geschäftsjahr 2015 erreichte die Uniper Gruppe Umsatzerlöse von insgesamt € 92.115 Mio. (Geschäftsjahr 2014: € 88.225 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 94.750 Mio.), wovon bezogen auf den Sitz des Kunden € 27.191 Mio. Außenumsätze auf Deutschland, € 30.778 Mio. auf Großbritannien, € 2.010 Mio. auf Schweden, € 30.635 Mio. auf das übrige Europa sowie € 1.501 Mio. auf Sonstige entfielen. Die Uniper Gruppe beschäftigte im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum durchschnittlich 13.146 Mitarbeiter und umfasste mehr als 150 Gesellschaften und Beteiligungen.

Die Uniper Gruppe ist in drei operative Segmente gegliedert: Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung. Die einzelnen Segmente sind in verschiedene Aktivitäten untergliedert, von denen einige in Teilaktivitäten unterteilt sind. In dem daneben bestehenden Überleitungsposten Administration/Konsolidierung sind segmentübergreifende administrative Funktionen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen zusammengefasst.

9.2 GRUNDLAGE DER DARSTELLUNG

9.2.1 Abspaltung; Struktur der Uniper Gruppe; Kombiniertes Abschluss; Konsolidierter Zwischenabschluss

Vor dem Hintergrund fundamentaler Veränderungen der Energiemärkte hat der Vorstand der E.ON SE im Geschäftsjahr 2014 mit Zustimmung des Aufsichtsrats eine strategische Neuausrichtung beschlossen, die eine Aufspaltung des E.ON-Konzerns in zwei Teile im Wege einer Abspaltung einschließt. Aus der Abspaltung gehen zwei rechtlich getrennte Konzerne hervor, die sich auf jeweils unterschiedliche Herausforderungen der gegenwärtigen Energiemärkte fokussieren (siehe „5. Gründe für die Abspaltung und Kosten der Emission — 5.1 Gründe für die Abspaltung“).

¹ In die Berechnung der Kennzahlen sind alle Kraftwerkskapazitäten einbezogen, die der Uniper Gruppe mindestens an einem Tag der jeweils zu betrachtenden Periode zur Verfügung standen.

Im Laufe des Geschäftsjahres 2015 und in den ersten Monaten des Geschäftsjahres 2016 wurden die Grundlagen für die Abspaltung der Gesellschaft geschaffen, indem die der klassischen Energiewelt zugehörigen Aktivitäten des E.ON-Konzerns, mit Ausnahme des deutschen Kernenergiegeschäfts, in einer Tochtergesellschaft der Gesellschaft, der Uniper Holding GmbH, und deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften gebündelt und die Börsennotierung der Gesellschaft vorbereitet wurde. Für weitere Informationen siehe „4. Die Abspaltung“.

Die Uniper SE (vormals Uniper AG und davor E.ON Kraftwerke GmbH), als Muttergesellschaft der Uniper Gruppe, ist eine nach deutschem und europäischem Recht errichtete Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea*). Sie ist im Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf unter HRB 77425 unter der Firma Uniper SE mit Sitz in Düsseldorf eingetragen. Das operative Geschäft der Uniper Gruppe ist in der direkten Tochtergesellschaft Uniper Holding GmbH (vormals E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs GmbH) und deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften gebündelt.

Die Gesellschaft hat eine „komplexe finanztechnische Vorgeschichte“ im Sinne der EU-Prospektverordnung (Verordnung (EG) 809/2004), da zum 31. Dezember 2015 die gesellschaftsrechtliche Umstrukturierung und damit die Übertragung der Uniper-Geschäftsaktivitäten auf die Gesellschaft bzw. ihrer unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften noch nicht vollständig abgeschlossen waren. Daher hat die Uniper SE am 30. März 2016 für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 einen kombinierten Abschluss aufgestellt. Dieser besteht aus den IFRS-Konzernfinanzinformationen der Gesellschaft, der Uniper Beteiligungs GmbH sowie der Uniper Holding GmbH und deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, wie sie im E.ON-Konzernabschluss einbezogen wurden. Der Uniper Gruppe zugeordnete Geschäftsaktivitäten, die bisher in E.ON-Konzerngesellschaften erbracht wurden, wurden mit ihren historischen Werten erfasst.

Der Kombinierte Abschluss besteht aus einer kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung, einer kombinierten Aufstellung der im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen, einer kombinierten Bilanz, einer kombinierten Kapitalflussrechnung, einer kombinierten Entwicklung des Eigenkapitals (Nettovermögen) und einem Anhang zum Kombinierten Abschluss für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013.

Für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum hat die Gesellschaft einen ungeprüften verkürzten Konsolidierten Zwischenabschluss für die Uniper Gruppe gemäß IAS 34 erstellt.

9.2.2 Grundlagen der Erstellung des Kombinierten Abschlusses

Die Gesellschaft hat den Kombinierten Abschluss unter Anwendung der IFRS und der Interpretationen des IFRS IC erstellt. Die IFRS enthalten keine spezifischen Regelungen für die Erstellung eines Kombinierten Abschlusses. Daher ist für die Erstellung von Kombinierten Abschlüssen IAS 8 „Rechnungslegungsmethoden, Änderungen von rechnungsbezogenen Schätzungen und Fehler“ anzuwenden.

Für die Erstellung des Kombinierten Abschlusses der Uniper SE wurde die Methode der Buchwertfortführung entsprechend den Regelungen zu Unternehmenszusammenschlüssen unter gemeinsamer Beherrschung angewandt. Der Kombinierte Abschluss der Uniper SE bildet die Gesellschaften der Uniper Gruppe und die der Uniper Gruppe zugeordneten Geschäftsaktivitäten ab, wie sie historisch in den IFRS-Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen wurden, und wie sie zukünftig nach Wirksamwerden der Abspaltung bestehen werden. Dabei verwendete die Uniper Gruppe grundsätzlich die gleichen Bilanzierungsgrundsätze und Wertansätze für die Erstellung des Kombinierten Abschlusses, die auch für die Erstellung des IFRS-Konzernabschlusses der E.ON SE zur Anwendung kamen. Anpassungen an diese Vorgehensweise wurden hinsichtlich der Transaktionen mit E.ON-Konzerngesellschaften vorgenommen. Transaktionen zwischen der Uniper Gruppe und dem übrigen Teil des E.ON-Konzerns wurden in Übereinstimmung mit IFRS bilanziert und als Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen klassifiziert. IFRS-Rechnungslegungsstandards, die von der E.ON SE in den Geschäftsjahren 2013 bis 2015 erstmalig angewendet wurden, wurden entsprechend der jeweiligen Erstanwendungszeitpunkte im E.ON-Konzern im Kombinierten Abschluss übernommen. Die Uniper Gruppe besteht aus der Gesellschaft und ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, der Uniper Beteiligungs GmbH sowie den Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe, die in unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften der E.ON SE erbracht wurden. Die Zuordnung der rechtlichen Einheiten zur Uniper Gruppe im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung wurde bis zum 31. Dezember 2015 abgeschlossen. Weitere operative Geschäftstätigkeiten, wie z. B. Teile des deutschen Strom- und Gas-Großkundengeschäfts,

wurden am 1. Januar 2016 auf die Uniper Gruppe übertragen. Seit dem 1. Januar 2016 sind sämtliche operativen Geschäftstätigkeiten in unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften der Gesellschaft enthalten.

9.2.3 Informationen zu den Segmenten

Das Segment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzten Erzeugungsanlagen der Uniper Gruppe in Europa (ohne Russland und Tschechien). Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Öl- sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung konzernintern an das Segment Globaler Handel verkauft, welches die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind in der Aktivität Europäische Erzeugung—Fossile Erzeugung die Vermarktung von Energiedienstleistungen an andere Marktteilnehmer (Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen (*Third Party Services*)) enthalten, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Vermarktungsdienstleistungen reichen. Als Teil der Aktivität Europäische Erzeugung—Sonstiges werden durch die Uniper Technologies GmbH („UTG“) und ihre Gruppenunternehmen die Wartung von Kraftwerken sowie sonstige Aufgaben sowohl für die Uniper Gruppe als auch für Dritte vorgenommen.

Das Segment Globaler Handel bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion im Segment Europäische Erzeugung erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, ein Großteil des erzeugten Stroms vermarktet sowie das Kraftwerkportfolio über die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes optimiert. In diesem Segment sind ebenso sämtliche Gashandelsaktivitäten, d. h. die Beschaffung von Gas über Bezugsverträge, der Handel an den Energiemärkten sowie der Vertrieb an Großhandelskunden, gebündelt. Zusätzlich sind in diesem Segment Gasinfrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland gebündelt. Ferner ist die Uniper Gruppe über den Eigenbedarf hinaus weltweit im Handel mit Kohle und LNG sowie in dem Erwerb, dem Handel und der Vermarktung von Frachtkontingenten aktiv.

Das Segment Internationale Stromerzeugung bündelt das operative Stromerzeugungsgeschäft der Uniper Gruppe in Russland und Brasilien. Für das Geschäft in Russland nimmt die Unipro PJSC, eine in Russland börsennotierte Gesellschaft, an der die Uniper Gruppe zu 83,7 % beteiligt ist (Stand 30. Juni 2016), jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängenden Aktivitäten wahr. Hierzu gehören u. a. die Beschaffung der in den Kraftwerken benötigten Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel mit und der Absatz der erzeugten Energie. Das Geschäft der Uniper Gruppe in Brasilien besteht derzeit aus einer von der Uniper Gruppe gehaltenen 12,3 %igen (Stand 30. Juni 2016) Finanzbeteiligung an dem Energieversorger ENEVA sowie einer direkt gehaltenen 50 %igen Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes SA, die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt.

Unter Administration/Konsolidierung werden die segmentübergreifenden nicht operativen Funktionen gebündelt, die zentral für alle Segmente der Uniper Gruppe wahrgenommen werden. Zudem werden hier die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen vorgenommen.

9.2.4 Segmentierung des E.ON-Konzerns und der Uniper Gruppe

Die Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe waren im Konzernabschluss der E.ON SE im Wesentlichen von den berichtspflichtigen Segmenten Erzeugung, Globaler Handel, Exploration & Produktion, Erneuerbare Energien (Wasserkraft), Weitere EU-Länder und Weitere Nicht-EU Länder umfasst. Die Zuteilung einzelner Aktivitäten oder Positionen innerhalb dieser Segmente wich von der für Zwecke der Segmentberichterstattung der Uniper Gruppe gewählten Zuteilung ab. Eine Überleitung einzelner Segmente des E.ON-Konzerns auf die teilweise entsprechend bezeichneten Segmente der Uniper Gruppe ist daher nicht möglich.

9.2.5 Ermittlung und Erfassung von Steuern

Ertragsteuern werden unter der Annahme ermittelt, dass die Gesellschaften bzw. Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe eigenständige Steuersubjekte darstellen (sog. *separate tax return approach*). Diese Annahme impliziert, dass die laufenden und latenten Steuern aller Gesellschaften und Geschäftsaktivitäten sowie der Organschaften innerhalb der Uniper Gruppe separat berechnet werden und die Beurteilung der Werthaltigkeit aktiver latenter Steuern unter dieser Prämisse erfolgt. Aktive latente Steuern auf steuerliche Verlustvorträge wurden im Kombinierten Abschluss angesetzt, sofern eine künftige Verrechnung mit positiven Ergebnissen der jeweiligen Gesellschaften bzw. Geschäftsaktivitäten innerhalb der Uniper Gruppe wahrscheinlich ist. Für Gesellschaften bzw. Geschäftsaktivitäten, die in Vorjahren keine eigenständigen Ertragsteuersubjekte waren, wurden die jeweiligen Steuerforderungen und -verbindlichkeiten sowie aktive latente Steuern auf Verlustvorträge in den entsprechenden Jahren als Einlage bzw. Entnahme der Gesellschafter, die nicht Bestandteil der Uniper Gruppe sind, behandelt. Forderungen und Verbindlichkeiten der Gesellschaft gegen die bzw. gegenüber der E.ON SE aufgrund umsatzsteuerlicher Organschaft werden unter den sonstigen Steuerforderungen/-verbindlichkeiten ausgewiesen. Das Management der Uniper Gruppe hält die Vorgehensweise einer Betrachtung als eigenständige Steuersubjekte für angemessen, jedoch nicht notwendigerweise indikativ für einen Steueraufwand oder -ertrag, der sich ergeben hätte, wären die Gesellschaften tatsächlich eigenständige Steuersubjekte gewesen.

9.2.6 Aufwendungen und Erträge für bestimmte Dienstleistungen von zentralen Funktionen

Die Uniper Gruppe bezog bzw. erbrachte administrative Dienstleistungen, wie IT-Dienstleistungen oder Verwaltungstätigkeiten, von bzw. für übrige E.ON-Konzerngesellschaften. Diese Dienstleistungen wurden in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 durch die erbringenden Einheiten weiterbelastet und sind mit den historischen Werten in der kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten. Servicegesellschaften sowie die zugehörigen Vermögenswerte und Verpflichtungen wurden entweder transferiert oder die Dienstleistungen werden zukünftig temporär auf Basis von Dienstleistungsverträgen (sog. „**Transitional Service Agreements**“) erbracht. Des Weiteren haben Holdinggesellschaften wie die E.ON SE oder die E.ON Sverige AB verschiedene Dienstleistungen auch für die Uniper Gruppe zentral erbracht. Diese Dienstleistungen wurden in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 durch die erbringenden Einheiten weiterbelastet und sind mit den historischen Werten in der kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten. Der Uniper Gruppe zuzuordnende, aber in der Vergangenheit nicht weiterbelastete Dienstleistungen wurden direkt bzw., soweit dies nicht möglich war, auf Basis von sachgerechten Schlüsseln verteilt und im Kombinierten Abschluss der Gesellschaft erfasst.

Die für die Uniper Gruppe tätigen Mitarbeiter des E.ON-Konzerns sind im Rahmen der Vorbereitung der Eigenständigkeit bis zum 1. Januar 2016 in die Uniper Gruppe gewechselt.

9.3 WESENTLICHE FAKTOREN, DIE SICH AUF DIE ERTRAGSLAGE AUSWIRKEN

Die Uniper Gruppe ist der Ansicht, dass ihre Ertragslage während der im Prospekt betrachteten Geschäftsjahre 2015, 2014, 2013 und im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum insbesondere von den folgenden wesentlichen Faktoren beeinflusst wurde, die voraussichtlich auch künftig die Ertragslage der Uniper Gruppe beeinflussen werden.

9.3.1 Gesamtwirtschaftliche Rahmenbedingungen und konjunkturelle Entwicklung

Ein zentraler Treiber für die Ertragslage der Uniper Gruppe sind die weltweiten gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und insbesondere die konjunkturellen Rahmenbedingungen in den Ländern und Regionen, in denen die Uniper Gruppe tätig ist. Während der Energieverbrauch privater Haushalte weitgehend konjunkturunabhängig ist, schlagen sich starke wirtschaftliche Wachstums- oder Schrumpfungsphasen deutlich in der Strom- und Gasnachfrage der Industrie und dem Strom- bzw. Gaspreis nieder. Darüber hinaus wirkt sich die weltweite Wirtschaftslage auf die Marktpreise von Rohstoffen (wie etwa Kohle, Gas und Öl) und sonstigen Handelsgütern (wie etwa CO₂-Zertifikaten) aus, die für die Handelsaktivitäten der Uniper Gruppe und den Betrieb des Kraftwerksparks der Uniper Gruppe von erheblicher Bedeutung sind.

Weitere Informationen zu den gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und konjunkturellen Entwicklungen finden sich im Kapitel „10. Markt und Wettbewerb“. Mögliche zukünftige Auswirkungen von konjunkturellen Entwicklungen auf die Uniper Gruppe werden im Abschnitt „2. Risikofaktoren — 2.1 Risiken im Zusammenhang mit der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung“ beschrieben.

9.3.2 Energiepolitik und regulatorisches Umfeld

Die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe unterliegt verschiedenen gesetzlichen Vorgaben, insbesondere des europäischen und des nationalen Rechts. Das entsprechende regulatorische Umfeld hat in der Vergangenheit in allen Ländern, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, weitreichende Veränderungen erfahren und wird sich voraussichtlich mit Blick auf etwaige Anpassung an die tatsächlichen bzw. politischen Erfordernisse in den jeweiligen Ländern auch in der Zukunft stark verändern. Insbesondere die Energiepolitik und die regulatorischen Vorgaben in den Märkten, in denen die Uniper Gruppe aktiv ist, hatten in der Vergangenheit einen erheblichen Einfluss auf den Umsatz und das Ergebnis der Uniper Gruppe und werden sich voraussichtlich auch künftig auf den Umsatz und das Ergebnis der Uniper Gruppe auswirken.

(i) *Europäische Union*

Einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Strommärkte in der EU hatte die Anfang 2010 von der EU-Kommission vorgeschlagene „Strategie 2020“. Diese formuliert (i) einen Zielwert zur Reduktion der CO₂-Emissionen, (ii) eine Zielvorgabe zur Markteinführung von Nutzungssystemen erneuerbarer Energieträger, (iii) einen erhöhten Zielwert für Energieeffizienz und schließlich (iv) die Integration des europäischen Strommarkts durch den weiteren Ausbau der Kapazität der Übertragungsleitungen zwischen verschiedenen europäischen Marktgebieten. Die „Strategie 2020“ wird durch die im Jahr 2015 eingeführte Energieunion ergänzt, mit der eine vollständige Integration der nationalen Energiemärkte in der EU erreicht werden soll.

Der Ausbau der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf europäischer Ebene bis zum Jahr 2020 wird insbesondere durch die 2009 in Kraft getretene Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vorangetrieben. Die Richtlinie sieht auf Ebene der EU bis zum Jahr 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 20 % vor. Über 2020 hinaus ist eine weitere Förderung der Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien bis zu einem Anteil von 27 % beabsichtigt.

(ii) *Deutschland*

Deutschland nimmt in der Förderung der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien weltweit eine Vorreiterrolle ein und geht in seinen Ausbauzielen deutlich über das gesamteuropäische Niveau hinaus. Das EEG, welches im Jahr 2000 in Kraft getreten ist und seither kontinuierlich weiterentwickelt wurde (EEG 2004, EEG 2009, EEG 2012, Photovoltaik-Novelle, EEG 2014), regelt u. a. einen Einspeisungsvorrang von Erneuerbaren Energien gegenüber Energie aus konventioneller Erzeugung bei bestehenden Engpässen im Übertragungsnetz und sieht ebenfalls Mindestvergütungen für Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien vor. Diese erheblichen Investitionsanreize sorgten in Deutschland für einen starken Ausbau der Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien und ein kontinuierliches Absinken des Preisniveaus der durchschnittlichen Großhandelsstrompreise in den vergangenen Jahren.

Das am Markt verfügbare Volumen von Strom aus Erneuerbaren Energien unterliegt erheblichen Schwankungen in Abhängigkeit von äußeren Faktoren wie Sonnenstunden, Windaufkommen oder Wasserständen. Als Reaktion darauf hat der Gesetzgeber in Deutschland zur Sicherung der Energieversorgung zusätzlich Regelungen erlassen, um die Stilllegung bestimmter Erzeugungseinheiten fossiler Kraftwerke zu vermeiden.

In Folge des Reaktorunglücks im japanischen Fukushima im Jahr 2011 wurde in Deutschland ein vollständiger Ausstieg aus der nuklearen Energieerzeugung bis zum Jahr 2022 beschlossen.

Eine ausführliche Darstellung des regulatorischen Umfelds der Märkte, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, findet sich im Kapitel „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen*“, mögliche zukünftige Auswirkungen der Energiepolitik auf die Uniper Gruppe werden im Abschnitt „2. *Risikofaktoren* — 2.6 *Regulatorische Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe*“ beschrieben.

9.3.3 Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien

Der stetige Ausbau der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien hatte im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum und in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 erheblichen Einfluss auf den Großhandelspreis von Strom und den Umsatz sowie das Ergebnis der Uniper Gruppe und wird diese voraussichtlich auch künftig beeinflussen.

Aufgrund der beschränkten Speicherkapazitäten von Strom wird der Großhandelspreis von Strom in liberalisierten, zentral organisierten Märkten in der Regel sehr stark durch die zu einem bestimmten Zeitpunkt vorliegende unmittelbare Nachfrage- und Angebotsituation bestimmt. Liegt in einem Markt zu einem Zeitpunkt eine bestimmte Nachfrage (sog. Last) an, so bestimmt sich die Untergrenze für den Strompreis nach dem Kraftwerk mit den höchsten kurzfristigen Grenzkosten, das zur Deckung der Last noch notwendig ist (*Market Clearing Price*). Als Grenzkosten werden lediglich die variablen Erzeugungskosten (Kosten für Rohstoffe, CO₂-Zertifikate sowie variable Betriebskosten und ggf. auch Opportunitätskosten) bezeichnet.

Mit der sog. *Merit Order* bezeichnet man die nach ihren kurzfristigen Grenzkosten aufsteigend sortierte Einsatzreihenfolge der verfügbaren Kraftwerke. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Bedarfsanforderung gedeckt ist. Die Position eines Kraftwerks in der Merit Order bestimmt, wie häufig ein Kraftwerk eingesetzt wird. Typischerweise liegen am Anfang der Merit Order Kraftwerke mit hohen Investitionskosten, aber vergleichsweise niedrigen variablen Erzeugungskosten, wie z. B. Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. In der Mitte bis zum Ende der Merit Order liegen typischerweise Steinkohle-, Gas- und Öl-Kraftwerke. Die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffpreise und die technischen Parameter der Erzeugungseinheiten in den einzelnen Ländern unterscheiden sich in der Regel stark voneinander; dementsprechend hat jedes Land eine eigene charakteristische Merit Order.

Viele Träger Erneuerbarer Energie, darunter Wind- und Solarenergie, haben praktisch keine variablen Erzeugungskosten, da für die Energieerzeugung keine Brennstoffe oder CO₂-Zertifikate benötigt werden. Sie werden daher zu Beginn der Merit Order eingeordnet. Dadurch verschieben sich die fossilen Kraftwerke in der Merit Order weiter nach hinten. Dies hat zur Folge, dass in Zeiten mit einer hohen Einspeisung von Erneuerbaren Energien bei gleicher Nachfrage Kraftwerke mit höheren variablen Erzeugungskosten nicht mehr zur Deckung der Last benötigt werden. Ein Kraftwerk mit geringeren variablen Erzeugungskosten wird dann zum preissetzenden Grenzkraftwerk, was eine Absenkung des Strompreises zur Folge hat. In Deutschland, aber auch in Schweden, Großbritannien, Frankreich und den Benelux-Ländern, hat der starke Ausbau von Erneuerbaren Energien und ihre gesetzlich vorgeschriebene vorrangige Einspeisung dazu geführt und könnte auch in der Zukunft bewirken, dass der Strompreis immer häufiger durch bisherige Mittellastkraftwerke, z. B. Steinkohlekraftwerke, bestimmt wird, während viele Spitzenlastkraftwerke, z. B. Gaskraftwerke, nahezu nicht mehr eingesetzt werden. Gleichwohl werden Gaskraftwerke in Zeiten niedriger Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien benötigt, um die Nachfrage nach Strom zu befriedigen.

Das am Markt verfügbare Volumen von Strom aus Erneuerbaren Energien unterliegt allerdings erheblichen Schwankungen in Abhängigkeit von äußeren Faktoren wie Sonnenstunden, Windaufkommen oder Wasserständen. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion und der damit verbundene Einfluss auf die Merit Order und den Strompreis ist daher nicht konstant und kann im Jahresvergleich erheblich voneinander abweichen. Verstärkt durch staatliche Förderprogramme in einzelnen Ländern, wie etwa die garantierte Mindestvergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland, ist das am Markt verfügbare Volumen von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie der Anteil an Strom aus Erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch trotz der beschriebenen Volatilität in der Erzeugung in den vergangenen Jahren konstant gestiegen (siehe „9.3.2 *Energiepolitik und regulatorisches Umfeld*“).

Eine ausführlichere Darstellung der Förderung der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien findet sich im Kapitel „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen*“.

9.3.4 Versorgungssicherheit und Kapazitätsmärkte

Aufgrund der Schwankungen der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Abhängigkeit von meteorologischen und hydrologischen Bedingungen und der beschränkten Speicherkapazitäten von Strom ist es zur Sicherung der Energieversorgung unerlässlich, weitere Erzeugungskapazitäten in fossilen Kraftwerken in erheblichem Umfang vorzuhalten, solange keine hinreichend effizienten Speicherkapazitäten verfügbar sind. Allerdings hat die Förderung der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien dazu geführt, dass nicht alle fossilen Kraftwerke hinreichend ausgelastet und noch rentabel betrieben werden können. Dies hat sich in der Vergangenheit und wird sich auch in der Zukunft auf das Kraftwerksportfolio der Uniper Gruppe auswirken.

Zur Sicherung der Energieversorgung im Fall hoher Nachfrage und geringer verfügbarer Kapazität aus Erneuerbaren Energien sind die Betreiber von fossilen Kraftwerken in Deutschland gesetzlich

verpflichtet, geplante Stilllegungen von Erzeugungseinheiten behördlich anzuzeigen. Bei Kraftwerken, die zur Sicherung der Energieversorgung als unerlässlich eingestuft werden (sog. systemrelevante Kraftwerke), kann eine dauerhafte Stilllegung bzw. ein Rückbau untersagt werden. Solche Kraftwerke sind vom jeweiligen Betreiber als Reserve vorzuhalten, um gegebenenfalls kurzfristig zur Deckung der Energienachfrage beizutragen. Die Betreiber verhandeln hierfür eine festgelegte Vergütung entsprechend der Reservekraftwerksverordnung, die jedoch nur bestimmte Kostenanteile abdeckt. Zum Zeitpunkt dieses Prospekts sind sechs Kraftwerksblöcke der Uniper Gruppe von dieser Regelung betroffen und werden gegen Zahlung einer gesetzlich vorgegebenen Vergütung weiterbetrieben. Für zwei dieser Kraftwerksblöcke wurde von der Uniper Gruppe lediglich eine vorläufige Stilllegung beantragt, für die übrigen vier Kraftwerksblöcke wurde eine endgültige Stilllegung angezeigt. Kraftwerksblöcke für die eine endgültige Stilllegung angezeigt wurde, dürfen nach in Deutschland geltendem Recht nach Ende einer möglichen Verwendung als Systemreserve nicht wieder im Strommarkt eingesetzt werden.

Vergleichbare Reservemechanismen gibt es in Schweden und Belgien, in denen der Übertragungsnetzbetreiber Kraftwerke für die Wintermonate als strategische Reserve vorhält und diese dafür vergütet. Zum Zeitpunkt dieses Prospekts erhält die Uniper Gruppe Zahlungen für neun Kraftwerksblöcke in Schweden sowie einen Kraftwerksblock in Belgien.

Von der Situation in Deutschland zu unterscheiden sind die sog. Kapazitätsmärkte, die in verschiedenen Ländern, etwa Russland und Brasilien, zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingerichtet wurden bzw. in Großbritannien und Frankreich eingerichtet werden. Die genaue Ausgestaltung dieser Märkte variiert zwischen den verschiedenen Ländern. Grundmerkmal ist jedoch, dass Kraftwerksbetreiber eine feste Zahlung, deren Höhe etwa im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt wird, für die gesicherte Bereitstellung von Erzeugungskapazität erhalten, unabhängig davon, ob die entsprechenden Einheiten später zur Erzeugung herangezogen werden. Zum Zeitpunkt dieses Prospekts erhält die Uniper Gruppe Zahlungen für die Bereithaltung von Erzeugungskapazitäten von 26 Kraftwerksblöcken in Russland und 4 bzw., nach Inbetriebnahme des Kraftwerkes Parnaíba II im Juli 2016, 5 Kraftwerksblöcken in Brasilien.

Eine ausführlichere Darstellung der rechtlichen Verpflichtungen der Uniper Gruppe zum Weiterbetrieb bestimmter Kraftwerke und zu Kapazitätsmärkten findet sich im Abschnitt „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen*“.

9.3.5 Preisentwicklung bei Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten

Die Preise für Rohstoffe und CO₂-Zertifikate an den internationalen Handelsmärkten sind ein wesentlicher Faktor für die Ertragslage der Uniper Gruppe. Rohstoffe (insbesondere Kohle und Gas) sowie CO₂-Zertifikate werden zum Betrieb der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe benötigt und beeinflussen entscheidend die variablen Kosten der Erzeugungseinheiten, was sich wiederum auf die Positionierung der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe in der Merit Order auswirkt. Weiterhin ist das Segment Globaler Handel über den Eigenbedarf hinaus im Eigenhandel mit Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten zur Margenerzielung tätig.

Die Uniper Gruppe sichert sich im Rahmen ihrer operativen Geschäftstätigkeit gegen Preisänderungsrisiken in Bezug auf Strom und fossile Primärenergieträger durch Hedging-Geschäfte ab. Dazu werden eine Reihe von derivativen Finanzinstrumenten mit Finanzinstituten, Brokern, Strombörsen und Drittkunden abgeschlossen. Die eingesetzten Sicherungsmaßnahmen umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte. Die Preise werden dabei unter Berücksichtigung der jeweiligen Marktliquidität im Voraus festgelegt. Auf diese Weise ist die Uniper Gruppe einerseits in der Lage, für wesentliche Teile des Absatzes der von ihr erzeugten Energie oder sonstige Handelsgüter eine bestimmte Marge zu sichern, und andererseits in der Lage, trotzdem durch regelmäßige Optimierung der Kauf- und Verkaufspositionen grundsätzlich mögliche Vorteile aus Marktpreisschwankungen zu realisieren (siehe Abschnitt „11. *Geschäftstätigkeit* — 11.5 *Segmente* — 11.5.3 *Segment Globaler Handel*“).

Für weitere Informationen zu den Preisänderungsrisiken bei Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten siehe „2. *Risikofaktoren* — 2.3 *Marktrisiken für das Geschäft der Uniper Gruppe* — 2.3.5 *Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Veränderungen der Marktpreise und Margen für Strom und Primärenergieträger.*“ sowie „2.3.4 *Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus steigenden Kosten für Emissionszertifikate.*“.

(i) Kohlemarkt

Kohle wird in einem Teil der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe als Brennstoff eingesetzt und ist daher ein Kostenfaktor. Darüber hinaus beeinflusst Kohle als Handelsgut im Rahmen des Rohstoffhandels die Ertragslage der Uniper Gruppe.

Bedingt durch die globalen Förderbestrebungen und den einfachen Transport hat sich für Kohle ein weltweiter Markt entwickelt, dessen Preise vor allem durch Angebot und Nachfrage sowie die Transportkosten bestimmt werden.

Die nachstehende Darstellung zeigt die Entwicklung des Kohleterminpreises (API2) auf dem europäischen Kohlemarkt für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 anhand der Tagespreise für Lieferungen im jeweiligen Frontjahr in \$/Tonne. Frontjahr bezeichnet dabei das Lieferjahr, das auf das jeweilige Geschäftsjahr folgt.

API2-Kohlepreis Frontjahr



(Quelle: Daten der Intercontinental Exchange, Stand 25. Juli 2016)

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum lag der letzte notierte Tagespreis für Kohle für das auf das jeweilige Geschäftsjahr folgende Lieferjahr (Frontjahr) mit 55,6 \$/Tonne am 30. Juni 2016 um 14,9 \$/Tonne oder etwa 36 % über dem ersten notierten Tagespreis von 40,8 \$/Tonne am 4. Januar 2016. Der durchschnittliche Tagespreis für Kohle für das Frontjahr betrug in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum 43,9 \$/Tonne (Quelle: ICE, Stand 25. Juli 2016).

Nach einem schwachen Start in das Geschäftsjahr 2016 begann sich der Kohlepreis zum Ende des zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraums im Zusammenhang mit dem ebenfalls steigenden Ölpreis und einer stärkeren Nachfrage in China zu erholen. Diese Entwicklung setzte sich bis zum Ende des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums fort. Wesentlicher Treiber waren höhere Produktionskosten, da mit dem Ölpreis auch die Währungen der bedeutenden kohleproduzierenden Nationen (z. B. Russischer Rubel und Kolumbianischer Peso) an Wert gewannen. Dazu kamen eine geringere Kohleproduktion in Asien, die zu Exporten aus dem atlantischen Markt führte, und wiederauflebende Hedging-Aktivitäten im Futures- und Derivatemarkt, die die Preise im physischen Handel trieben. Insgesamt stieg der API2-Kohlepreis für das Frontjahr damit im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum um etwa 36 %.

Geschäftsjahr 2015

Im Geschäftsjahr 2015 lag der letzte notierte Tagespreis für Kohle für das Frontjahr mit 44,0 \$/Tonne am 31. Dezember 2015 um 21,3 \$/Tonne oder 33 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 65,3 \$/Tonne am 2. Januar 2015. Der durchschnittliche Tagespreis für Kohle für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2015 54,6 \$/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Nach einem schwachen Start zu Beginn des Geschäftsjahres 2015 und einer kurzzeitigen Stabilisierung im zum 31. März 2015 endenden Dreimonatszeitraum setzten die Kohlepreise ihren Abwärtstrend noch deutlicher als im Geschäftsjahr 2014 fort. Treiber für diese Entwicklung war vor allem die rückläufige Nachfrage, bedingt durch einen Rückgang der chinesischen Importe und einen

schwachen Ausblick für die kohlebasierte Stromerzeugung in Europa aufgrund der niedrigen Gaspreise. Die Produktion blieb relativ stabil, da die Minenbetreiber vom niedrigen Ölpreis und von den gegenüber dem US-Dollar schwachen lokalen Währungen (hauptsächlich dem Russischen Rubel und dem Kolumbianischen Peso) profitierten.

Geschäftsjahr 2014

Im Geschäftsjahr 2014 lag der letzte notierte Tagespreis für Kohle für das Frontjahr mit 65,9 \$/Tonne am 31. Dezember 2014 um 20,7 \$/Tonne oder 24 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 86,6 \$/Tonne am 2. Januar 2014. Der durchschnittliche Tagespreis für Kohle für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2014 78,3 \$/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Die Kohlepreise fielen auch im Geschäftsjahr 2014 deutlich. Der Markt war geprägt von einem Überangebot und einer schwachen Nachfrage, was die Preise vor allem im zum 31. März 2014 endenden Dreimonatszeitraum unter Druck brachte. Im Verlauf des gesamten Winters sorgten ungewöhnlich hohe Temperaturen für einen deutlichen Rückgang der Importnachfrage in Nordamerika. Im zum 31. Dezember 2014 endenden Dreimonatszeitraum führten zudem der starke Rückgang der Ölpreise sowie die Aufwertung des US-Dollars gegenüber den Währungen aller großen Kohleexportländer zu einem Vierjahrestief des Kohlepreises.

Geschäftsjahr 2013

Im Geschäftsjahr 2013 lag der letzte notierte Tagespreis für Kohle für das Frontjahr mit 82,3 \$/Tonne am 31. Dezember 2013 um 19,9 \$/Tonne oder 19 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 102,2 \$/Tonne am 2. Januar 2013. Der durchschnittliche Tagespreis für Kohle für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2013 88,9 \$/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Die durchschnittlichen Preise auf dem europäischen Kohlemarkt für Lieferungen im Folgejahr setzten im Geschäftsjahr 2013 ihre im Geschäftsjahr 2012 begonnene Talfahrt fort. Nach wie vor überstieg im atlantischen Markt die Produktion deutlich die Nachfrage. Zudem lag der Nachfragezuwachs aus China nach Importkohle deutlich unter dem der Vorjahre. Der Preis wurde im zum 31. Dezember 2013 endenden Dreimonatszeitraum lediglich durch die signifikant gestiegenen Frachtkosten stabilisiert.

(ii) Gasmarkt

Gas wird in einem Teil der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe als Brennstoff eingesetzt und ist daher ein Kostenfaktor, hat Bedeutung für das Pipeline- und Gasspeichergeschäft der Uniper Gruppe und beeinflusst als Handelsgut im Rahmen des Rohstoffhandels die Ertragslage der Uniper Gruppe. Herkömmliches Erdgas wird durch Pipelines insbesondere aus Russland und Norwegen in europäische Abnehmerländer transportiert.

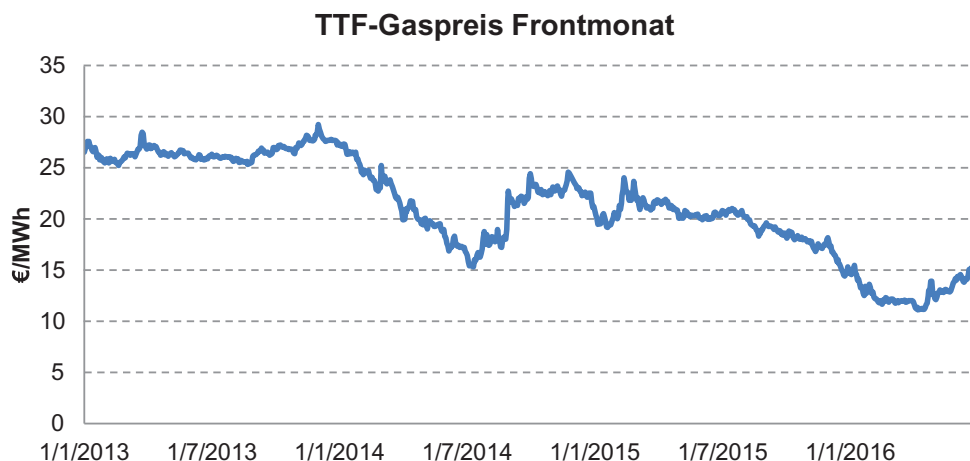
Auswirkungen auf den Gaspreis haben neben den Kosten für Förderung und Transport sowie der Angebots- und Nachfragesituation auch politische Entwicklungen, wie etwa der Russland-Ukraine Konflikt, und die Pipeline-Infrastruktur. Es bestehen zudem saisonale Ungleichgewichte in der Angebots- und Nachfragesituation in den Sommer- und Wintermonaten mit entsprechenden Auswirkungen auf den Gaspreis, die erheblichen Einfluss auf die Profitabilität und die Marge des Gasspeichergeschäfts der Uniper Gruppe haben können.

LNG kann im Unterschied zu herkömmlichem Erdgas aufgrund seiner Beschaffenheit in speziellen Transportbehältern transportiert und damit global gehandelt werden. Die Preisentwicklung bei LNG ist daher, anders als die Preisentwicklung bei herkömmlichem Erdgas, von der weltweiten Nachfrage- und Angebotssituation sowie den Transportkosten und den Preisen von sonstigen Energieträgern, wie beispielsweise Öl, getrieben.

Langfristige Erdgasimportverträge sind die überwiegende Basis der Erdgasversorgung bei der Uniper Gruppe. Eine weitere wichtige Bezugsquelle für Gas stellen Großhandelsmärkte dar, beispielsweise die niederländische Title Transfer Facility („TTF“) und der Handlungspunkt des Marktgebiets NetConnect Germany.

Die nachstehende Darstellung zeigt die Entwicklung des Gasterminpreises am TTF für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013

anhand der Tagespreise für Lieferungen im jeweiligen Frontmonat in €/MWh. Frontmonat bezeichnet dabei den Liefermonat, der auf den jeweiligen Geschäftsmonat folgt.



(Quelle: Daten der Intercontinental Exchange, Stand 25. Juli 2016)

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum lag der letzte notierte Tagespreis für Erdgas am TTF für den Frontmonat mit 14,4 €/MWh am 30. Juni 2016 um 0,2 €/MWh oder 2 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 14,6 €/MWh am 4. Januar 2016. Der durchschnittliche Tagespreis für Erdgas für den Frontmonat betrug in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum 12,9 €/MWh (Quelle: ICE, Stand 25. Juli 2016).

Die erste Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums war durch milde Temperaturen einhergehend mit einer geringen Gasnachfrage, gleichzeitig hohen Importen aus Russland und Norwegen und komfortablen Speicherfüllständen in Europa geprägt. Der Gaspreis spiegelte vor allem die Unsicherheit über die globale konjunkturelle Entwicklung wider und verharrte auf niedrigem Niveau. Zudem gingen die ersten australischen LNG-Export-Projekte in Betrieb und der Preis für LNG-Lieferungen nach Asien sank um 30 %. In der zweiten Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums erholten sich die Gaspreise getrieben durch den steigenden Ölpreis, anhaltende Ausspeicherung im April, diverse Ausfälle des britischen Speichers Rough und Anpassungen der Maintenance-Pläne für norwegische Gasfelder. Der Preisanstieg wurde unterstützt durch eine stabile Preisentwicklung in den anderen Rohstoffmärkten und die Ankündigung, die Produktion des Gasfelds Groningen, Niederlande, in den kommenden Jahren weiter einzuschränken.

Geschäftsjahr 2015

Im Geschäftsjahr 2015 lag der letzte notierte Tagespreis für Erdgas am TTF für den Frontmonat mit 14,8 €/MWh am 31. Dezember 2015 um 5,7 €/MWh oder 28 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 20,4 €/MWh am 2. Januar 2015. Der durchschnittliche Tagespreis für Erdgas für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2015 19,7 €/MWh (Quelle: ICE, Stand 21. April 2016).

Der europäische Gasmarkt folgte im Geschäftsjahr 2015 dem rückläufigen Preistrend im Energiesektor sowie einer grundsätzlichen Verschiebung von Angebot und Nachfrage aufgrund des schwachen Wirtschaftswachstums und sehr milder Temperaturen, insbesondere im zum 31. Dezember 2015 endenden Dreimonatszeitraum. Dennoch war auf der Produktionsseite ein weiterer Zuwachs zu beobachten. Insbesondere der größer und zunehmend liquider werdende LNG-Markt sorgte für geringere Preisunterschiede zwischen den lokalen Märkten. Demzufolge und wegen hoher Importe aus Norwegen sank der Gaspreis für Lieferungen im Frontmonat im Geschäftsjahr 2015 weiter. Zudem verringerten sich auch die Sommer-/Winter-Spreads weiter. Ein kurzzeitiger Anstieg der Preise war getrieben durch eine kurze Kälteperiode und durch Unsicherheiten hinsichtlich einer weiteren möglichen Reduzierung der maximalen Förderleistung für das Groningen-Feld. Anfang des Geschäftsjahres 2015 sorgten geringe Gasimporte aus Russland während des gesamten Winters des Vorjahres für hohe Entnahmen aus den Gasspeichern in ganz Europa. Im zum 31. Dezember 2015 endenden Dreimonatszeitraum kehrten die Speicherfüllstände europaweit auf ein normales Niveau zurück.

Geschäftsjahr 2014

Im Geschäftsjahr 2014 lag der letzte notierte Tagespreis für Erdgas am TTF für den Frontmonat mit 21,3 €/MWh am 31. Dezember 2014 um 6,0 €/MWh oder 22 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 27,3 €/MWh am 2. Januar 2014. Der durchschnittliche Tagespreis für Erdgas für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2014 21,4 €/MWh (Quelle: *ICE, Stand 21. April 2016*).

Der europäische Gasmarkt war im Geschäftsjahr 2014 durch relativ hohe Preisvolatilität und ein insgesamt fallendes Preisniveau gekennzeichnet. Der negative Preistrend resultierte aus dem milden zum 31. März 2014 endenden Dreimonatszeitraum und den fallenden Ölpreisen in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2014. Zudem zeigte der LNG-Spotmarkt im zum 31. Dezember 2014 endenden Dreimonatszeitraum erste Zeichen eines Überangebots aufgrund hoher LNG-Speicherstände in Ostasien und einer schwächeren globalen Industrienachfrage, während sich die Preise in den Sommermonaten zeitweise stabilisierten. Der Preis für Lieferungen im Frontmonat reagierte auf die Nachrichtenlage hinsichtlich der politischen Entwicklungen in der Ukraine zwischenzeitlich mit starken Schwankungen.

Geschäftsjahr 2013

Im Geschäftsjahr 2013 lag der letzte notierte Tagespreis für Erdgas am TTF für den Frontmonat mit 27,6 €/MWh am 31. Dezember 2013 um 0,9 €/MWh oder 4 % über dem ersten notierten Tagespreis von 26,6 €/MWh am 2. Januar 2013. Der durchschnittliche Tagespreis für Erdgas für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2013 26,6 €/MWh (Quelle: *ICE, Stand 21. April 2016*).

Unabhängig von der Entwicklung auf dem Öl- und Kohlemarkt blieben die Preise für Gaslieferungen im Frontmonat im gesamten Jahresverlauf des Geschäftsjahres 2013 nahezu konstant. Gründe waren die weiterhin schwache Nachfrageerwartung aus dem Industrie- und Stromsektor, die temperaturbedingt geringere Nachfrage in den Sommermonaten, der sehr milde Dezember 2013 und ein unverändert eher knappes LNG-Angebot. Lediglich im März und April 2013 kam es auf dem Spotmarkt aufgrund einer Kältewelle in Europa und bereits fast leerer Gasspeicher zu einem kurzfristigen Anstieg der Preise.

(iii) CO₂-Zertifikate

Innerhalb des EU-Emissionshandels müssen Unternehmen für jede Tonne emittiertes CO₂ ein Zertifikat erwerben. Um das Gesamtvolumen von klimaschädlichen Emissionen zu begrenzen, wird von staatlicher Seite lediglich eine bestimmte Anzahl von CO₂-Zertifikaten ausgegeben. Zum Betrieb ihrer Kraftwerksflotte zur Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen ist die Uniper Gruppe darauf angewiesen, CO₂-Zertifikate zu besitzen bzw. zu erwerben. Darüber hinaus stellen CO₂-Zertifikate auch ein Handelsgut im Segment Globaler Handel dar.

CO₂-Zertifikate sind frei handelbar und werden wie Brennstoffe und Strom an entsprechenden Börsen gehandelt. Die Preisbildung erfolgt weitgehend durch Angebot und Nachfrage, wobei das Angebot durch die Ausgabe der Zertifikate durch staatliche Stellen im hohen Maße von regulatorischen und politischen Faktoren geprägt ist und die Nachfrage von der vorherrschenden Wirtschaftslage beeinflusst wird.

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung des Preises für CO₂-Zertifikate (EU ETS) für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 anhand der Tagespreise für Lieferungen im jeweiligen Frontjahr (Dezember-Kontrakt) in €/Tonne CO₂.

EU ETS CO₂-Preis Frontjahr



(Quelle: Daten der Intercontinental Exchange, Stand 25. Juli 2016)

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum lag der letzte notierte Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr mit 4,5 €/Tonne am 30. Juni 2016 um 3,7 €/Tonne oder 45 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 8,2 €/Tonne am 4. Januar 2016. Der durchschnittliche Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr betrug in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum 5,8 €/Tonne (Quelle: ICE, Stand 25. Juli 2016).

Zu Beginn des Geschäftsjahres 2016 orientierte sich der Preis für CO₂-Zertifikate an den Entwicklungen in den anderen Energiemärkten. Zunächst verlor der Preis für CO₂-Zertifikate 40 % seines Werts, konnte sich danach aber, insbesondere kurz vor Veröffentlichung der Emissionsdaten für das Geschäftsjahr 2015 am Ende des zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraums, stabilisieren. Zu Beginn der zweiten Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums stiegen die Preise für CO₂-Zertifikate deutlich an, wobei sie damit im Wesentlichen der allgemeinen positiven Stimmung in den anderen Energiemärkten folgten. Kurzfristig induzierte die aufkommende Diskussion über die Einführung eines Preiskorridors für Emissionszertifikate in Frankreich eine hohe Volatilität mit deutlichen Preissprüngen. Schließlich führte das Referendum zum Ausstieg Großbritanniens aus der EU Ende Juni 2016 abermals zu einem deutlichen Preistrückgang.

Geschäftsjahr 2015

Im Geschäftsjahr 2015 lag der letzte notierte Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr mit 8,3 €/Tonne am 31. Dezember 2015 um 1,1 €/Tonne oder 15 % über dem ersten notierten Tagespreis von 7,2 €/Tonne am 2. Januar 2015. Der durchschnittliche Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2015 7,8 €/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Die Preise für CO₂-Zertifikate im EU ETS stiegen im Verlauf des Geschäftsjahres 2015. In den ersten drei Quartalen 2015 wurde der Anstieg hauptsächlich durch politische Entscheidungen zur Reform des Emissionshandelssystems und die Verringerung von Auktionsmengen beeinflusst. Im zum 31. Dezember 2015 endenden Dreimonatszeitraum waren die Preise zunehmend von der allgemeinen Entwicklung im Energiesektor getrieben; die Ergebnisse der Pariser Klimakonferenz hatten indes weniger Einfluss als erwartet.

Geschäftsjahr 2014

Im Geschäftsjahr 2014 lag der letzte notierte Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr von 7,3 €/Tonne am 31. Dezember 2014 um 2,3 €/Tonne oder 47 % über dem ersten notierten Tagespreis von 5,0 €/Tonne am 2. Januar 2014. Der durchschnittliche Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2014 6,2 €/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Im EU ETS führte die politische Einigung auf EU-Ebene zum Backloading aufgrund von Spekulationen zu erheblichen Preisschwankungen. Von Mai bis Dezember des Geschäftsjahres 2014 kam es als Folge der Richtlinienumsetzung zu einem stetigen Preisanstieg. Im zum 31. Dezember 2014 endenden Dreimonatszeitraum führten Diskussionen über die vorgeschlagene Einführung einer Marktstabilisierungsreserve (eine Methode zum langfristigen Umgang mit Überangebot im EU ETS) zu einem weiteren Anstieg der Preise.

Geschäftsjahr 2013

Im Geschäftsjahr 2013 lag der letzte notierte Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr mit 5,0 €/Tonne am 31. Dezember 2013 um 1,9 €/Tonne oder 28 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 6,9 €/Tonne am 2. Januar 2013. Der durchschnittliche Tagespreis für CO₂-Zertifikate für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2013 4,7 €/Tonne (Quelle: ICE, Stand 31. Mai 2016).

Die Preise für CO₂-Zertifikate im EU ETS befanden sich im Geschäftsjahr 2013 aufgrund der Überversorgung mit CO₂-Zertifikaten auf einem Rekordtief. Der Preisentwicklung war im Wesentlichen durch die Ankündigung und Abstimmung hinsichtlich der geplanten Implementierung von Maßnahmen zur Verringerung der verfügbaren CO₂-Zertifikate geprägt. Der endgültige Beschluss zur Einführung dieser Maßnahmen wurde im Dezember 2013 gefasst, hatte aber nur eine begrenzte Auswirkung auf den Preis.

(iv) Ölmarkt

Der Ölpreis hat traditionell erhebliche Auswirkungen auf die weltweite Wirtschaftslage und beeinflusst die Preise sonstiger Rohstoffe, insbesondere von Kohle und Gas. Daneben wirken sich Veränderungen des Ölpreises auch auf die Logistikkosten der Uniper Gruppe und auf die Betriebskosten einzelner mit Öl betriebener Erzeugungseinheiten aus.

Die nachstehende Darstellung zeigt die Entwicklung des Ölterminpreises für ein Barrel (159 l) der Sorte Brent für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 anhand der Tagespreise für Lieferungen im jeweiligen Frontmonat in \$/bbl.

Brent-Ölpreis Frontmonat



(Quelle: Daten von ICAP, Stand 25. Juli 2016)

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum lag der letzte notierte Tagespreis für Öl für den Frontmonat mit 50,9 \$/bbl am 30. Juni 2016 um 12,5 \$/bbl oder 33 % über dem ersten notierten Tagespreis von 38,4 \$/bbl am 4. Januar 2016. Der durchschnittliche Tagespreis für Öl für den Frontmonat betrug in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum 41,7 \$/bbl (Quelle: ICAP, Stand 25. Juli 2016).

In den ersten Wochen des Geschäftsjahres 2016 gab der Ölpreis deutlich nach, bedingt durch die globale Überversorgung, die u. a. in überdurchschnittlich hohen Speicherfüllständen insbesondere in den USA deutlich zu erkennen war. Die kontinuierlich rückläufige Ölförderung in den USA und Produktionsausfälle in Kuwait, Kanada und Nigeria führten, insbesondere in der zweiten Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums, zu einem robusteren Ölpreis. In der Folge erholte sich der Ölpreis deutlich und übertraf die Marke von 50 \$/bbl.

Geschäftsjahr 2015

Im Geschäftsjahr 2015 lag der letzte notierte Tagespreis für Öl für den Frontmonat mit 36,5 \$/bbl am 31. Dezember 2015 um 20,1 \$/bbl oder 35 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 56,6 \$/bbl am 1. Januar 2015. Der durchschnittliche Tagespreis für Öl für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2015 54,3 \$/bbl (Quelle: ICAP, Stand 21. April 2016).

Nach einem schwachen zum 31. März 2015 endenden Dreimonatszeitraum und einem recht stabilen zum 30. Juni 2015 endenden Dreimonatszeitraum war die zweite Hälfte des Geschäftsjahres 2015 durch wichtige Entwicklungen auf den Ölmärkten geprägt. Das Nuklearabkommen mit dem Iran sowie die Börsenturbulenzen in China sorgten für einen deutlichen Abwärtstrend, auf den aufgrund des Produktionsrückgangs in den USA und zunehmender Konflikte im Jemen wieder eine leichte Erhöhung folgte. Im zum 31. Dezember 2015 endenden Dreimonatszeitraum war dann allerdings ein deutlicher Preiseinbruch zu beobachten: Fehlende Abstimmung zwischen OPEC-Mitgliedern hinsichtlich der Fördermengen, wachsende Lagerbestände, ein stärkerer US-Dollar und weiterhin robuste Produktionszahlen ließen den Ölpreis zum Jahresende des Geschäftsjahres 2015 unter 40 \$/bbl fallen.

Geschäftsjahr 2014

Im Geschäftsjahr 2014 lag der letzte notierte Tagespreis für Öl für den Frontmonat mit 56,6 \$/bbl am 31. Dezember 2014 um 54,2 \$/bbl oder 49 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 110,8 \$/bbl am 1. Januar 2014. Der durchschnittliche Tagespreis für Öl für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2014 99,4 \$/bbl (Quelle: ICAP, Stand 21. April 2016).

Der Ölpreis entwickelte sich im Geschäftsjahr 2014 unterschiedlich. Die erste Jahreshälfte des Geschäftsjahres 2014 verzeichnete einen stabilen Preisverlauf. Die zunehmende Öl-Produktion in Nicht-OPEC-Ländern wurde durch die Unsicherheit im Zusammenhang mit der Krise im Mittleren Osten mehr als kompensiert. In der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2014 sorgten eine schwächere globale Nachfrage, ein weiterer Produktionszuwachs sowie die Wiederaufnahme der Produktion in Libyen für einen Einbruch der Preise um 40 % auf ein Fünfjahrestief. Die Situation wurde zusätzlich dadurch verschärft, dass sich die OPEC, genauer Saudi-Arabien, weigerte, ihre historische Rolle in der Marktstabilisierung wahrzunehmen, und dass trotz sinkender Preise die russische und die irakische Produktion weiter erhöht wurde.

Geschäftsjahr 2013

Im Geschäftsjahr 2013 lag der letzte notierte Tagespreis für Öl für den Frontmonat mit 110,8 \$/bbl am 31. Dezember 2013 um 1,9 \$/bbl oder 2 % über dem ersten notierten Tagespreis von 108,9 \$/bbl am 1. Januar 2013. Der durchschnittliche Tagespreis für Öl für den Frontmonat betrug im Geschäftsjahr 2013 108,0 \$/bbl (Quelle: ICAP, Stand 21. April 2016).

Der in der ersten Hälfte des Geschäftsjahres 2013 deutlich unter Druck geratene Preis für Brent-Rohöl mit Liefertermin im Folgemonat stieg im zum 30. September 2013 endenden Dreimonatszeitraum von einem relativ niedrigen Niveau innerhalb kürzester Zeit auf ein Sechsmonatshoch. Aufgrund der sich seinerzeit andeutenden Deeskalation des Konflikts in Syrien und der Signale einer möglichen Annäherung zwischen den USA und dem Iran ging der Preis für Brent-Rohöl danach wieder zurück. Durch den erwarteten Produktionszuwachs in Nicht-OPEC Ländern, vor allem bei Öl aus Schiefergestein und Teersanden in Nordamerika, geriet der Preis im zum 31. Dezember 2013 endenden Dreimonatszeitraum weiter unter Druck. Signifikante Produktionsausfälle in Libyen, Nigeria, Irak und Iran verhinderten aber einen deutlichen Rückgang.

9.3.6 Entwicklung des Strompreises

Die Entwicklung des Strompreises in den Märkten, in denen die Uniper Gruppe aktiv ist, ist ein wesentlicher Faktor für die Ertragslage der Uniper Gruppe.

(i) Preisfindung und Spreads

Die Preise für Strom werden weitgehend an verschiedenen Strombörsen bestimmt. Obwohl nur ein Teil des Stroms an Energiebörsen gehandelt wird, bestimmt der dort gefundene Preis auch den OTC-Handel. Dabei beschränkt sich der Handel an den Strompreisbörsen derzeit auf einzelne Staaten oder Regionen, was zur Folge hat, dass der Strompreis in verschiedenen Märkten erheblich voneinander abweichen kann. Während am Spotmarkt Strom zur Deckung des Bedarfs für den nächsten Tag gehandelt wird, werden am Terminmarkt langfristige Stromlieferverträge mit unterschiedlichen Vorlauf- und Laufzeiten abgewickelt. Während am Spotmarkt alle Faktoren, die sich auf Angebot und Nachfrage auswirken, wie etwa Veränderungen in den Brennstoffpreisen, saisonale Schwankungen und meteorologische sowie hydrologische Effekte (z. B. Hitzewellen, Wasserstände in

Nordeuropa) sowie die derzeitige Wirtschaftslage, unmittelbar den Tagespreis beeinflussen, spiegeln die Preise am Terminmarkt bestimmte mittel- und langfristige Erwartungen der Marktteilnehmer wider.

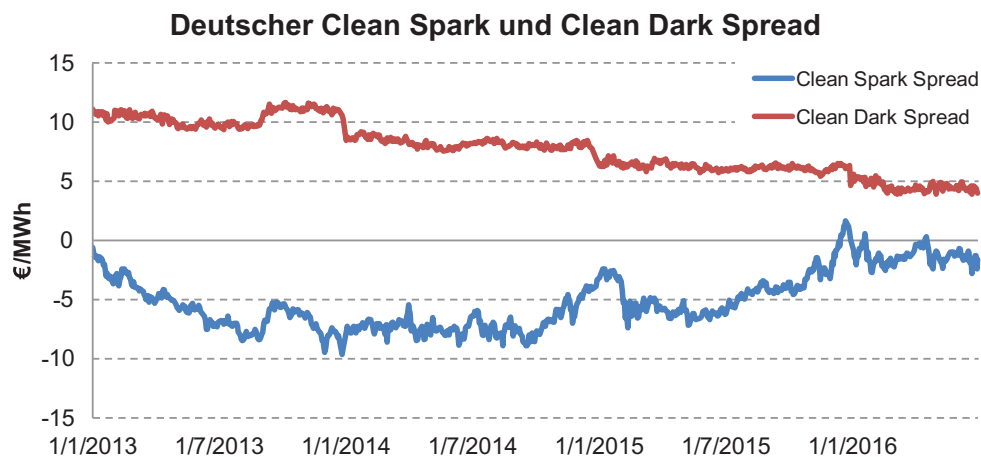
Wesentliche Treiber des Großhandelspreises von Strom sind:

- die verfügbaren Erzeugungskapazitäten von Erzeugern von sowohl konventioneller Energie als auch von Erneuerbarer Energien mit ihren jeweiligen Parametern,
- die Nachfrage nach Strom, d. h. die in einem Zeitpunkt anliegende Last,
- die Preise für die Brennstoffe, die zur Erzeugung von Strom eingesetzt werden, insbesondere von Kohle und Gas, sowie
- in einigen Märkten der Preis von CO₂-Zertifikaten, deren Erwerb regulatorisch vorgeschrieben ist.

Ein wichtiger Einflussfaktor ist auch der Grad des Zusammenspiels eines Markts mit den Nachbarmärkten. Voneinander isolierte Märkte haben jeweils ihre eigene Erzeugungs- und Nachfragestruktur und somit unabhängige Preisprofile. Je höher die Kapazität der Übertragungsleitungen zwischen verschiedenen Marktgebieten (Interkonnektoren) ist, desto stärker gleichen sich die Preise der Märkte aneinander an. Auch innerhalb eines Markts kann es zu Engpässen im Übertragungsnetz kommen, je nach Marktdesign werden diese Engpässe durch direkte Interventionen des Übertragungsnetzbetreibers behoben oder führen zu einer zeitweisen effektiven Aufspaltung des Markts in Teilmärkte mit unterschiedlichen Preisen (siehe „10. Markt und Wettbewerb — 10.1 Marktentwicklung der Strommärkte — 10.1.2 Entwicklung der weltweiten Strommärkte — (a) Merit Order Effekt“).

Die Rentabilität des thermischen Kraftwerksparks der Uniper Gruppe ergibt sich daher vor allem aus dem Verhältnis zwischen den variablen Erzeugungskosten (Kosten für Rohstoffe und CO₂-Zertifikate) und dem am Markt gebildeten Strompreis (sog. *Clean Spread*). Sind die variablen Erzeugungskosten dabei höher als der am Markt gebildete Strompreis ist der Clean Spread negativ und der Einsatz des Kraftwerks zur Energieerzeugung nicht rentabel.

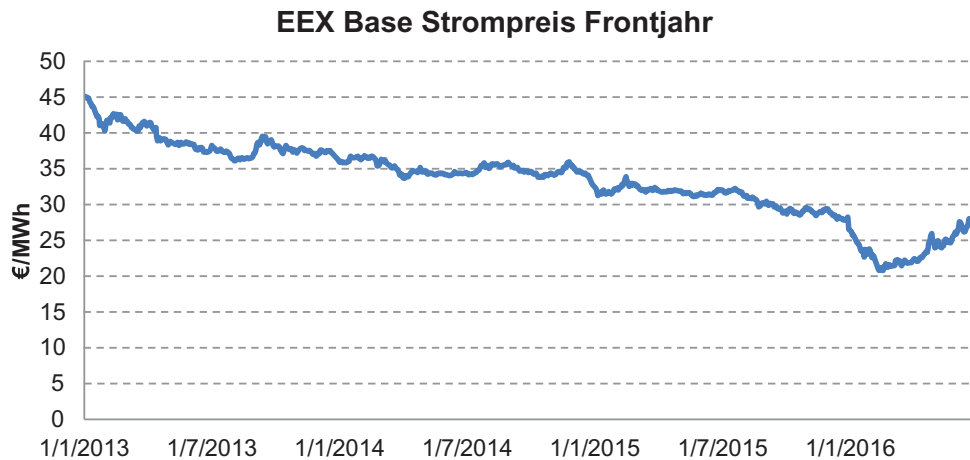
Die folgende Darstellung zeigt die Spreads für Gaskraftwerke (sog. *Clean Spark Spread*) bzw. Kohlekraftwerke (sog. *Clean Dark Spread*) in Deutschland jeweils einschließlich der Kosten für CO₂-Zertifikate für das bisherige Geschäftsjahr 2016 sowie die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 auf Basis der Lieferung im Frontjahr in €/MWh.



(Quelle: basierend auf Daten der Intercontinental Exchange, der EEX, der EZB, Stand 25. Juli 2016; Parameter zur Berechnung des Clean Spark Spread: deutscher Peakload Strompreis, TTF Gaspreis, EU ETS CO₂-Preis jeweils für Lieferung im Frontjahr, Wirkungsgrad von 55 %; Parameter zur Berechnung des Clean Dark Spread: deutscher Baseload Strompreis, API2 Kohlepreis, EU ETS CO₂-Preis jeweils für Lieferung im Frontjahr, Wirkungsgrad von 39 %)

(ii) Preisentwicklung

Die nachstehende Darstellung zeigt die Entwicklung des Stromterminpreises in Deutschland für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 anhand der Tagespreise für Lieferungen im jeweiligen Frontjahr in €/MWh.



(Quelle: Daten der EEX, Stand 25. Juli 2016; hierbei gilt: Baseloadpreis ist der einfache Durchschnittspreis für gehandelten Strom an den 24 Einzelstunden eines jeden Tages im Vertragszeitraum; Peakloadpreis ist der einfache Durchschnittspreis für gehandelten Strom in den Einzelstunden von 9 bis 20 Uhr für alle Wochentage von Montag bis Freitag im Vertragszeitraum.)

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum lag der letzte notierte Tagespreis für Strom (EEX Baseloadpreis) in Deutschland für das Frontjahr mit 26,25 €/MWh am 30. Juni 2016 um 0,07 €/MWh oder 0,3 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 26,3 €/MWh am 4. Januar 2016. Der durchschnittliche Tagespreis für Strom für das Frontjahr betrug in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum 23,9 €/MWh (Quelle: EEX, Stand 25. Juli 2016).

Deutschland

Die deutschen Strompreise für die Lieferung im Frontjahr setzten ihren negativen Trend verstärkt bis Mitte/Ende Februar 2016 fort und erreichten schließlich ein Zwölfjährestief. Grund für den signifikanten Rückgang waren deutlich sinkende Rohstoffpreise, insbesondere für Gas und CO₂-Zertifikate, aber auch fallende Preise im Kohlemarkt. Schließlich erholten sich die Strompreise gegen Ende des zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraums leicht, was im Wesentlichen an der Erholung des Ölpreises und dem positiven Einfluss der anderen Rohstoffmärkte lag. Dieser Aufwärtstrend setzte sich in der zweiten Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums verstärkt fort. Grund war weiterhin die Erholung der Rohstoffpreise v. a. für Öl und Kohle. Ein weiterer Preisaufschwung erfolgte Ende April 2016 durch die Ankündigung der französischen Regierung, ab 2017 eine CO₂-Preisuntergrenze bzw. CO₂-Steuer für Kohle- und Gaskraftwerke einzuführen. Die durch das EU-Referendum in Großbritannien verursachte Volatilität in den Brennstoffpreisen, sowie dem Euro und dem Britischen Pfund zeigte sich am Ende des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums auch im deutschen Strompreis.

Großbritannien

Die Strompreise in Großbritannien wurden zu Beginn des Geschäftsjahres 2016 zunächst durch Temperaturen unterhalb der saisonalen Norm und eine deutlich geringere Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten gestützt, bevor sie aufgrund des starken Rückgangs der Gaspreise wieder fielen. Die zweite Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums markierte einen Wendepunkt für den Erzeugungsmix im britischen Strommarkt: Die Erzeugung aus Kohle fiel auf einen historischen Tiefststand, nachdem 5 GW Erzeugungskapazität aufgrund niedrigerer Dark Spreads geschlossen worden war. Das führte zu einer deutlichen Knappheit im britischen Strommarkt, sodass der Netzbetreiber National Grid das erste Mal seit acht Jahren eine sog. NISM-Warnung (*Notice of Inadequate System Margin*) für den Sommer herausgab. Zusammen mit der Befürchtung, dass es im Winter zu Versorgungsengpässen kommen könnte, stützte dies die Strompreise im britischen Spot-

und Forwardmarkt. Die Preisnotierung für den Baseload Strompreis für Winter 2016 erreichte Ende Juni 2016 ein Jahreshoch, basierend auf gestiegenen Gaspreisen und einer hohen Nachfrage. Gleichzeitig erreichte der Spark Spread für den Winter 2016 ein Allzeithoch.

Nordischer Strommarkt

Im Strommarkt der nordischen Region (Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland) stiegen die Spotpreise zu Beginn des Geschäftsjahres 2016 zunächst aufgrund ungewöhnlich niedriger Temperaturen deutlich an, gingen aber mit Normalisierung der Temperaturen wieder zurück. Der Kälteeinbruch führte zu gesteigerter Produktion aus Wasserkraft, sodass der Überschuss in den Wasserspeichern in dieser Phase zurückging. Der Spotmarkt beschloss den zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraum mit einem leichten Aufwärtstrend, getrieben durch eine Erholung der Rohstoffpreise und die Inbetriebnahme des NordBalt-Kabels Mitte Februar 2016. Dieser Trend setzte sich in der zweiten Hälfte des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums fort, getrieben durch eine moderate Windeinspeisung, verhältnismäßig kalte Temperaturen und einer damit einhergehend hohen Nachfrage sowie einer Verzögerung der Schneeschmelze. Auch die Preise auf den Forwardmärkten der nordischen Region zeigten einen Aufwärtstrend, bedingt durch die Entwicklungen auf den Märkten für Kohle und Emissionszertifikate. Lediglich zum Ende des zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraums gaben die Preise nach, da das neue Abkommen der schwedischen Energiekommission und die stabilere Hydro-Bilanz den Effekt der gestiegenen deutschen Strompreise kompensierten.

Geschäftsjahr 2015

Im Geschäftsjahr 2015 lag der letzte notierte Tagespreis für Strom (EEX Baseloadpreis) in Deutschland für das Frontjahr mit 26,6 €/MWh am 30. Dezember 2015 um 5,8 €/MWh oder 18 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 32,4 €/MWh am 2. Januar 2015. Der durchschnittliche Tagespreis für Strom für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2015 30,9 €/MWh (Quelle: *EEX, Stand 21. April 2016*).

Deutschland

Die deutschen Strompreise waren im Geschäftsjahr 2015 insgesamt rückläufig. Nach einer kurzen Erholung gegen Ende des zum 30. Juni 2015 endenden Dreimonatszeitraums fielen die Preise für Lieferungen im Folgejahr in der zweiten Hälfte des Geschäftsjahres 2015 weiter und erreichten im Dezember 2015 ein Zwölfjahrestief. Gründe hierfür waren fallende Brennstoffkosten, hauptsächlich für Kohle, aber auch für Gas. Positiv wirkten sich die niedrigen Gaspreise auf den Clean Spark Spread aus. Die Strompreise am Spotmarkt folgten dem Abwärtstrend aufgrund ungewöhnlich milder Temperaturen und einer dementsprechend geringeren Nachfrage mit gleichzeitig hoher Einspeisung von Windenergie.

Großbritannien

In Großbritannien wirkten sich im Geschäftsjahr 2015 die gesunkenen Brennstoffkosten auf die Strompreise aus, sodass — zusammen mit dem deutlichen Rückgang der Stromexporte nach Frankreich aufgrund der allgemein milden Witterung in Europa — die Preise für Lieferungen im Frontjahr Ende des Geschäftsjahres 2015 nahezu historische Tiefstände erreichten. Die niedrigen Gaspreise sorgten dafür, dass sich die Erzeugung aus Gas verstärkt gegenüber Kohlekraftwerken rechnete.

Nordischer Strommarkt

Die erste Hälfte des Geschäftsjahres 2015 war das regenreichste Halbjahr in der nordischen Region (Norwegen, Schweden, Dänemark und Finnland) seit über zwanzig Jahren. Aus den überdurchschnittlichen Regenfällen und der späten Schneeschmelze resultierte ein deutlicher Abwärtstrend des Spotpreises auf dem nordischen Strommarkt in den ersten drei Quartalen. Ein trockener Beginn des zum 31. Dezember 2015 endenden Dreimonatszeitraums ließ die Füllstände in den Wasserreservoirs wieder etwas sinken und sorgte Ende Oktober des Geschäftsjahres 2015 für einen kurzzeitigen Anstieg der Strompreise. Starke Niederschläge Anfang Dezember des Geschäftsjahres 2015 — vor allem in Norwegen in Verbindung mit sehr mildem Wetter — kehrten den

Trend aber wieder um. Des Weiteren spielten neben dem niedrigen Preis für Kohle, auch wartungsbedingte Exporteinschränkungen sowie der anhaltende Zubau von Erneuerbaren Energien in Norwegen eine maßgebliche Rolle.

Geschäftsjahr 2014

Im Geschäftsjahr 2014 lag der letzte notierte Tagespreis für Strom (EEX Baseloadpreis) in Deutschland für das Frontjahr mit 32,9 €/MWh am 30. Dezember 2014 um 3,1 €/MWh oder 9 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 36,0 €/MWh am 2. Januar 2014. Der durchschnittliche Tagespreis für Strom für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2014 35,1 €/MWh (Quelle: *EEX, Stand 21. April 2016*).

Deutschland

Der rückläufige Preistrend des Vorjahres bei den deutschen Strompreisen für Lieferungen im Folgejahr setzte sich auch im Verlauf des Geschäftsjahres 2014 fort. Gründe hierfür waren weiterhin die ständig steigenden Kapazitäten für Erneuerbare Energien sowie die niedrigen Preise für Kohle. Nach dem stetigen Rückgang der Preise im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2014 war die zweite Jahreshälfte von deutlichen Preisschwankungen geprägt, die hauptsächlich auf die Entwicklung der zugrundeliegenden Brennstoffpreise sowie die zunehmende Unsicherheit in Bezug auf regulatorische Änderungen mit Blick auf Erneuerbare Energien zurückzuführen waren.

Großbritannien

Die Entwicklung der Strompreise in Großbritannien war im gesamten Geschäftsjahr 2014 deutlich durch die Entwicklung des Gaspreises geprägt. So folgten die Preise für Lieferungen im Folgejahr im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2014 dem Abwärtstrend des Gaspreises, stabilisierten sich im zum 30. September 2014 endenden Dreimonatszeitraum, um dann im zum 31. Dezember 2014 endenden Dreimonatszeitraum wegen des milden Winters erneut zu fallen.

Nordischer Strommarkt

Der durchschnittliche Spotpreis im nordischen Strommarkt war im Geschäftsjahr 2014 so niedrig wie zuletzt im Geschäftsjahr 2007. Dies war vor allem auf niedrige Brennstoffpreise, die Entwicklung des deutschen Strompreises und auf überdurchschnittlich hohe Temperaturen zurückzuführen. Die Region fungierte dementsprechend weiter als Nettoexporteur in die umliegenden Märkte. Die Speicherstände in den Wasserreservoirs wichen im Verlauf des Geschäftsjahres 2014 nur wenig vom üblichen Durchschnitt ab. Die Preise für Lieferungen im Frontjahr zeigten ebenfalls einen deutlichen Abwärtstrend.

Geschäftsjahr 2013

Im Geschäftsjahr 2013 lag der letzte notierte Tagespreis für Strom (EEX Baseloadpreis) in Deutschland für das Frontjahr mit 36,5 €/MWh am 30. Dezember 2013 um 8,8 €/MWh oder 19 % unter dem ersten notierten Tagespreis von 45,3 €/MWh am 2. Januar 2013. Der durchschnittliche Tagespreis für Strom für das Frontjahr betrug im Geschäftsjahr 2013 39,1 €/MWh (Quelle: *EEX, Stand 21. April 2016*).

Deutschland

Der Rückgang der Kohle- und CO₂-Zertifikatepreise im Geschäftsjahr 2013 sorgte für einen starken Druck auf die deutschen Strompreise für Lieferungen im Folgejahr. Unterstützt wurde dieser Trend zudem durch ein unterdurchschnittliches Nachfragewachstum und durch die gute Versorgungslage, resultierend aus dem kontinuierlichen Ausbau von Solar- und Windkraftkapazitäten. Die Divergenz zwischen den Kosten für Kohleverstromung und Erzeugung aus Gas nahm über das Jahr immer weiter zu.

Großbritannien

Bedingt durch die traditionell stärkere Abhängigkeit vom im Geschäftsjahr 2013 weitgehend stabilen Gaspreis verzeichneten die Strompreise für Lieferungen im Folgejahr in Großbritannien nur einen leichten Abwärtstrend, der hauptsächlich auf dem unterdurchschnittlichen Nachfragewachstum sowie dem Zubau an Kapazitäten zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien beruhte.

Nordischer Strommarkt

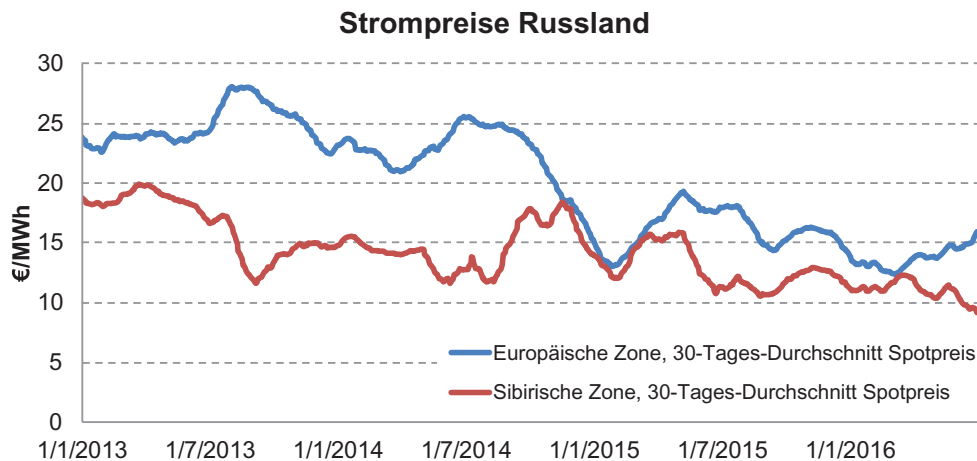
Der nordische Strommarkt war im Geschäftsjahr 2013 im Vergleich zum Vorjahr durch deutlich höhere Spotpreise gekennzeichnet. Grund hierfür war der Rückgang bei der Erzeugung aus Wasserkraft durch geringe Niederschläge im Verlauf des Jahres. Die unterdurchschnittlichen Füllstände in den Wasserreservoirs in Norwegen und Schweden stiegen erst im zum 31. Dezember 2013 endenden Dreimonatszeitraum wieder auf ein normales Maß. Infolgedessen entwickelte sich die Region im Geschäftsjahr 2013 zum Nettoimporteur für Strom. Der langfristige Trend, gemessen am Preis für Lieferungen im Folgejahr, zeigte einen leichten Preisrückgang im Laufe des Jahres, getrieben durch die Preisentwicklung von CO₂-Zertifikaten, Kohle, des deutschen Strommarkts sowie aufgrund der Verbesserung der hydrologischen Situation im zum 31. Dezember 2013 endenden Dreimonatszeitraum.

(iii) **Strompreise in Russland**

Auf dem russischen Strommarkt werden zwei Güter gehandelt: Zum einen der erzeugte Strom (Strommarkt im engeren Sinne) und zum anderen die Bereitstellung von Kapazität zur Stromerzeugung (sog. Kapazitätsmarkt). Der Kapazitätsmarkt gliedert sich in einen Teilmarkt für vor 2007 in Betrieb genommene Stromerzeugungskapazitäten, die in einer jährlichen Kapazitätsauktion für das jeweils vier Jahre in der Zukunft liegende Jahr gehandelt werden, sowie in einen Teilmarkt für ab 2007 in Betrieb genommene Stromerzeugungskapazitäten, die für einen Zeitraum von 10 Jahren einen garantierten Kapazitätspreis erhalten und über sog. *Capacity Supply Agreements* verkauft werden. Nach Ablauf dieser Zeit nehmen diese Kapazitäten an den jährlichen Auktionen teil. Bei Nichtverfügbarkeit von Kapazitäten, deren Bereitstellung in *Capacity Supply Agreements* oder in Auktionen zugesagt wurde, werden Kapazitätzahlungen reduziert. Die Uniper Gruppe nimmt mit der Aktivität Internationale Stromerzeugung—Russland sowohl über die jährliche Versteigerung von Kapazitäten, als auch über die sog. *Capacity Supply Agreements* am Kapazitätsmarkt teil. Der Strommarkt im engeren Sinne ist so reguliert, dass ein Verkauf des erzeugten Stroms lediglich für den nächsten Tag (sog. *Day-Ahead-Handel*) – und nicht für längere Zeiträume – möglich ist. Ein Teil des verkauften Stromes und der vor 2007 in Betrieb genommenen Kapazitäten wird zu regulierten Preisen verkauft, die vom russischen Preisregulierer jährlich auf Basis der Ist-Kosten des Jahres 2007 sowie unter eingeschränkter Inflationsanpassung festgelegt werden. Insbesondere auf dem Strommarkt im engeren Sinne, teilweise aber auch auf dem Kapazitätsmarkt, ist der regulierte Preis in der Regel niedriger als der Marktpreis. Der Anteil des Stroms, der zu regulierten Preisen verkauft wird, bemisst sich an dem Anteil des Verbrauchs durch Haushalte und Gleichgestellte und betrug im Jahre 2015 ca. 20 % (Quelle: *Market Council Report 2015*). Der Anteil der vor 2007 in Betrieb genommenen Kapazitäten, die zu regulierten Preisen verkauft werden, betrug im Jahr 2015 ca. 31 %.

Der Verkauf der gesamten nachgefragten Kapazitäten sowie des erzeugten Stroms erfolgt über den russischen Großhandelsmarkt für Strom, auf dem Angebot und Nachfrage zusammengeführt werden. Die jeweiligen Kunden für Strom und Kapazität werden Unipro PJSC vom Markt zugeteilt. Das Adjusted EBITDA der Unipro PJSC wurde im Geschäftsjahr 2015 zu einem wesentlichen Teil aus Kapazitätsmärkten und im Übrigen aus dem Strommarkt im engeren Sinne (sog. *Energy-only-Markt*) generiert.

Die nachfolgende Darstellung zeigt die Entwicklung der Strompreise in Russland (europäische und sibirische Preiszone) für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 anhand eines rollierenden 30-Tage-Durchschnitts für Spotlieferungen in €/MWh.



(Quelle: Daten von ATS Energo, Stand 25. Juli 2016)

9.3.7 Absatz der Uniper Gruppe in ausgewählten Kernmärkten

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe sind im Wesentlichen abhängig von den Absatzmengen von Gas und Strom.

(i) Absatzmenge Gas

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum waren die Absatzmengen von Gas der Uniper Gruppe im Vergleich zum Vorjahreszeitraum rückläufig. Gründe hierfür waren der im Vergleich zum Vorjahreszeitraum geringere Absatz von physischen Mengen im Großhandelsgeschäft und geringere von Kunden bezogene Volumina im Rahmen von bestehenden Verträgen.

Im Geschäftsjahr 2015 nahm der Gasabsatz der Uniper Gruppe im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014 zu. Maßgeblich hierfür war die Zunahme des Gasabsatzes im Segment Globaler Handel durch erheblich höhere Handelsvolumina. Ein weiterer wesentlicher Grund waren die im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Temperaturen, welche die Nachfrage nach Gas erhöhten. Teilweise wurde diese Entwicklung kompensiert durch eine Reduzierung des Absatzes von Gas an Industrie- und Geschäftskunden, der unter dem Vorjahresniveau lag und hauptsächlich auf wettbewerbsbedingte Kundenverluste zurückging.

Das Absinken der Absatzmenge von Gas im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 lag insbesondere an der warmen Witterung im zum 31. März 2014 endenden Dreimonatszeitraum sowie am Verlust von Kunden an Wettbewerber. Der Gasabsatz durch die Uniper Gruppe wurde ferner nachteilig durch ein Überangebot an Gas durch den starken Ausbau der Schiefergas-Förderung und die zunehmende Lieferung von LNG nach Europa beeinträchtigt. Neu erschlossene Gasförderkapazitäten in Europa sowie ein verschärfter Wettbewerb verstärkten diesen Trend zusätzlich (siehe „10. Markt und Wettbewerb“).

Das leichte Absinken der Absatzmenge von Gas im Geschäftsjahr 2013 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2012 ging insbesondere auf einen geringeren Absatz an Industrie- und Geschäftskunden, vor allem durch geringere Lieferungen von Regelenergie, zurück. Der Rückgang der Absatzmengen sowohl in Deutschland als auch im übrigen Europa wurde nicht vollständig von einem zeitweiligen witterungsbedingten Anstieg der Nachfrage kompensiert.

(ii) Absatzmenge Strom

Die Absatzmengen von Strom durch die Uniper Gruppe reduzierten sich in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 kontinuierlich. Dies galt ebenfalls für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum waren die Absatzmengen von Strom der Uniper Gruppe im Vergleich zum Vorjahreszeitraum rückläufig. Gründe hierfür waren eine geringere Eigenstromproduktion der Uniper Gruppe und das Auslaufen von Bezugsverträgen.

Im Geschäftsjahr 2015 wirkten sich in Deutschland gesunkene Durchschnittsverbräuche aufgrund verstärkter Energieeffizienzmaßnahmen der Kunden nachteilig auf den Stromabsatz aus. In den weiteren EU-Ländern waren Energieeffizienzmaßnahmen und Effekte aus der Erzeugung durch Photovoltaikanlagen in Großbritannien für den Rückgang verantwortlich. Der Absatz an Industrie- und Geschäftskunden lag ebenfalls unter dem Vorjahresniveau, verantwortlich hierfür waren insbesondere der verschärfte Wettbewerb und die durchschnittlich niedrigeren individuellen Abnahmemengen in Großbritannien sowie wettbewerbsbedingte Kundenverluste in Deutschland. Nachteilig wirkten sich auch insgesamt geringere Absätze an externe Vertriebspartner im Segment Globaler Handel aus, die auch durch gestiegene Handelsaktivitäten des Segments Globaler Handel nicht vollständig kompensiert werden konnten.

Im Geschäftsjahr 2014 waren zunehmende Überkapazitäten durch den starken Ausbau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien sowie der zunehmende Wettbewerb, der insbesondere den Verlust von Industrie- und Geschäftskunden nach sich zog (siehe „10. Markt und Wettbewerb“), für den Rückgang des Stromabsatzes im Vertriebsgeschäft verantwortlich. Darüber hinaus wirkten sich die anhaltenden Energieeffizienzmaßnahmen und die kostenbewusstere Nutzung von Energie auf den Stromverbrauch aus. Der Rückgang des Stromabsatzes im Segment Europäische Erzeugung resultierte im Geschäftsjahr 2014 im Wesentlichen aus der geringeren Erzeugung in den fossilen Kraftwerken und ungeplanten Kraftwerksstillständen in Deutschland. Ferner wirkte sich die vergleichsweise milde Witterung im zum 31. März 2014 endenden Dreimonatszeitraum negativ auf den Absatz aus. Demgegenüber konnte das Segment Globaler Handel seine Handelsaktivitäten steigern und dem Trend der fallenden Absatzmengen im Geschäftsjahr 2014 entgegensteuern.

Im Geschäftsjahr 2013 resultierte der Rückgang des Stromabsatzes im Wesentlichen aus der Außerbetriebnahme von Erzeugungskapazitäten und aus der Umstellung eines Kraftwerks von Kohle auf Biomasse in Großbritannien. Ferner wurde vor allem aufgrund der Marktsituation in Deutschland und den Niederlanden weniger Strom in Gaskraftwerken erzeugt. Weiterhin wirkten sich auch wettbewerbsbedingte Kundenverluste aus.

9.3.8 Veränderungen der Markt- und Wettbewerbssituation

Die Markt- und Wettbewerbssituation hat in der Vergangenheit in allen Ländern, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, weitreichende Veränderungen erfahren. Grundsätzlich ist der Wettbewerb bei einer sinkenden Nachfrage bzw. Überkapazitäten im Markt besonders intensiv, da Wettbewerber versucht sind, ihr Absatz- und Handelsvolumen durch Preissenkungen (oder durch Nichtanpassung der Preise an gestiegene Kosten) zu unterstützen, um Kraftwerkskapazitäten besser zu nutzen. Die vergangenen Geschäftsjahre waren durch den stetigen Ausbau der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien sowie durch Überkapazitäten von Strom und Gas einerseits und das Absinken der allgemeinen Preisniveaus insbesondere für Strom und Gas andererseits geprägt, was insgesamt zu einer Verschärfung des Wettbewerbs geführt hat (siehe „10. Markt und Wettbewerb“). Die zunehmenden Überkapazitäten und das Absinken des Preisniveaus haben zu einem aggressiven Preisumfeld geführt und die Margen der Uniper Gruppe belastet.

9.3.9 Wetterbedingungen und saisonale Schwankungen

Die Nachfrage nach Strom und Gas ist grundsätzlich saisonal. Im Allgemeinen existiert eine höhere Nachfrage während der kalten Monate Oktober bis März sowie eine geringere Nachfrage während der wärmeren Monate April bis September. Im Ergebnis bedeutet diese saisonale Struktur, dass die Umsatzerlöse und operativen Ergebnisse der Uniper Gruppe tendenziell in den jeweils zum 31. März bzw. zum 31. Dezember endenden Dreimonatszeiträumen höher bzw. in den jeweils zum 30. Juni bzw. zum 30. September endenden Dreimonatszeiträumen geringer sind.

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe können bei ungewöhnlich warmen Wetterperioden in den Herbst- und Wintermonaten negativ beeinflusst werden. Während der Absatz von Strom und Gas an Industriekunden nur geringen wetterbedingten bzw. saisonalen Schwankungen unterliegt, wirken sich diese Faktoren bei den Absatzmengen gegenüber sog. Weiterverteilern (Stadtwerke, Ferngasgesellschaften) wesentlich aus. Der geringere Absatz führt zu einem Überangebot von Gas

und erzeugtem Strom bzw. Kraftwerkskapazitäten und resultiert in fallenden Marktpreisen, die sich in diesen Perioden nachteilig auf den Umsatz der Uniper Gruppe auswirken.

Zudem ist für Wasserkraftwerke die Verfügbarkeit von ausreichend Wasserkapazitäten zum Betrieb der Kraftwerke entscheidend. So können sich für die Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe negative Auswirkungen durch einen zu geringen Niederschlag ergeben, der sich in einer reduzierten Energieerzeugung aus Wasserkraft bemerkbar machen kann. Insbesondere das Geschäftsjahr 2014 war durch geringe Schneemengen und geringe Niederschläge geprägt, was teilweise nur einen extremen Sparbetrieb von Wasserkraftwerken in Deutschland in den Monaten April und Mai ermöglichte. Zudem hatten in den letzten Geschäftsjahren auch längere Trockenperioden in Skandinavien immer wieder zur Folge, dass Erzeugungskapazitäten von Wasserkraftwerken in Schweden nicht voll genutzt werden konnten, was sich nachteilig auf die Ertragslage der Uniper Gruppe auswirkte.

9.3.10 Kraftwerkskapazitäten

Die Ertragslage der Uniper Gruppe ist wesentlich abhängig von den Kraftwerkskapazitäten ihrer Kraftwerksflotte.

Die rechtlich zurechenbare Kraftwerkskapazität der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken) verringerte sich von 43.477 MW im Geschäftsjahr 2013 um 477 MW auf 43.000 MW im Geschäftsjahr 2014 und um 3.137 MW auf 39.863 MW im Geschäftsjahr 2015. Im Geschäftsjahr 2013 wurde die Kraftwerkskapazität der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe um 800 MW verringert und im Geschäftsjahr 2012 bereits um 2.600 MW. Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum belief sich die rechtlich zurechenbare Kraftwerkskapazität der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken) auf 37.598 MW.

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum reduzierte sich die zurechenbare Kraftwerkskapazität der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe u. a. aufgrund eines Feuerschadens im Februar 2016 in dem Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja, der sich bis mindestens Mitte 2018 in Reparatur befinden und somit nicht zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen wird.

Die Gründe für den Rückgang der Kraftwerksleistung zum 31. Dezember 2015 waren im Wesentlichen die Außerbetriebnahme des Biomassekraftwerks Ironbridge 2 in Großbritannien sowie die planmäßige Stilllegung von mehreren Kraftwerksblöcken am Standort Veltheim in Deutschland.

Der Rückgang zum 31. Dezember 2014 war insbesondere auf die planmäßige Stilllegung von drei Kraftwerksblöcken am Standort Datteln in Deutschland und die Außerbetriebnahme von drei Einheiten in Frankreich im Geschäftsjahr 2014 zurückzuführen sowie auf die Außerbetriebnahme einer Gasturbine in Deutschland und von Kraftwerken in der Slowakei und den Niederlanden.

Im Geschäftsjahr 2013 waren die Außerbetriebnahme des Steinkohlekraftwerks Kingsnorth und des Ölkraftwerks Grain sowie die Umstellung des Kraftwerks Ironbridge in Großbritannien von Kohle auf Biomasse sowie die Stilllegung weiterer Kraftwerke in Europa für den Rückgang der Kraftwerksleistung verantwortlich.

9.3.11 Maßnahmen zur Kostenreduzierung und Optimierung des Kraftwerksparks der Uniper Gruppe sowie sonstige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung

Die Ertragslage der Uniper Gruppe ist wesentlich abhängig von der Fähigkeit der Uniper Gruppe, ihre bestehenden Erzeugungskapazitäten fortlaufend zu verbessern und bestmöglich am Markt zu positionieren.

Das Prinzip der Merit Order (siehe „9.3.3 Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien“) hat zur Folge, dass die Einsatzreihenfolge bzw. Rentabilität von Kraftwerken von deren kurzfristigen Grenzkosten abhängt. Umso geringer die Grenzkosten der Kraftwerke sind, desto besser werden die Kraftwerke in der Merit Order positioniert und kommen bei entsprechender Bedarfsanforderung zum Einsatz. In Deutschland, aber auch in Schweden, Großbritannien, Frankreich und den Benelux-Ländern, hat der starke Ausbau von Erneuerbaren Energien und ihre gesetzlich vorgeschriebene

vorrangige Einspeisung dazu geführt und könnte auch in der Zukunft bewirken, dass der Strompreis immer häufiger durch bisherige Mittellastkraftwerke, z. B. Steinkohlekraftwerke, bestimmt wird, während viele Spitzenlastkraftwerke, z. B. Gaskraftwerke, nahezu nicht mehr eingesetzt werden. Gleichwohl werden Gaskraftwerke in Zeiten niedriger Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien benötigt, um die Nachfrage nach Strom zu befriedigen.

In den vergangenen Geschäftsjahren hat die Uniper Gruppe kontinuierlich an der Reduzierung der Grenzkosten ihrer Kraftwerke gearbeitet und verschiedene Maßnahmen zur Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks der Uniper Gruppe implementiert, die zu einer Effizienzsteigerung geführt haben.

Insbesondere durch diese Maßnahmen ist es der Uniper Gruppe gelungen, dass im Segment Europäische Erzeugung die Beeinflussbaren Kosten (siehe „8. Ausgewählte Finanz- und andere Informationen — 8.5 Ausgewählte sonstige Kennzahlen“) der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe im Vergleich zu Wettbewerbern der Uniper Gruppe häufig geringer ausfallen. Insgesamt konnten die jährlichen Beeinflussbaren Kosten im Segment Europäische Erzeugung von € 1.639 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 1.305 Mio. im Geschäftsjahr 2015 reduziert werden. Im Vergleich zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum konnten die Beeinflussbaren Kosten in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum um € 65 Mio. gesenkt werden.

Eine zentrale Maßnahme zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung war die Anpassung der Gruppenstruktur und die Schaffung einer einheitlichen Erzeugungssparte, um das Zusammenspiel der verschiedenen Erzeugungsarten innerhalb der Uniper Gruppe zu optimieren (Projekt „Next Generation“), die im Jahr 2014 implementiert wurde.

Eine weitere Maßnahme zur allgemeinen Restrukturierung und Kostenreduzierung war „E.ON 2.0“, wodurch die jährlichen Kosten erheblich reduziert werden konnten. Dies erfolgte hauptsächlich durch die Neuausrichtung der Steuerungs- und Handelsfunktionen innerhalb der Uniper Gruppe sowie den Abbau von Arbeitsplätzen. Die Implementierung dieser Maßnahme ging einher mit vorübergehenden oder dauerhaften Außerbetriebnahmen von nicht mehr wirtschaftlich betriebenen Kraftwerken, um Effizienzen zu heben, den Kraftwerkspark zu verschlanken und die Wettbewerbsfähigkeit zu steigern.

Im Segment Globaler Handel konnte durch E.ON 2.0 und andere Maßnahmen der Personalaufwand von € 304 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um 26,8 % auf € 223 Mio. im Geschäftsjahr 2015 gesenkt werden (Geschäftsjahr 2014: € 269 Mio.).

9.3.12 Abschreibungen und Wertminderungen

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum verzeichnete die Uniper Gruppe erhebliche Wertminderungen, insbesondere des Anlagevermögens einschließlich von Goodwill. Die Abschreibungen beliefen sich zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auf € 3.275 Mio., im Geschäftsjahr 2015 auf € 5.357 Mio., im Geschäftsjahr 2014 auf € 5.209 Mio. und im Geschäftsjahr 2013 auf € 2.191 Mio. Diese Entwicklungen waren überwiegend auf den Anstieg der außerplanmäßigen Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen, die im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Höhe von € 2,8 Mrd., im Geschäftsjahr 2015 in Höhe von € 2,0 Mrd., im Geschäftsjahr 2014 in Höhe von € 3,1 Mrd. und im Geschäftsjahr 2013 in Höhe von € 1,0 Mrd. erfolgten.

Die Wertminderungen in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum betrafen vor allem für die Energieerzeugung genutztes Anlagevermögen und beruhten hauptsächlich auf der Überprüfung der getroffenen Annahmen der langfristigen Entwicklungen der Strom- und Rohstoffpreise und eine damit einhergehende Verschlechterung der Ertragsprognose.

Darüber hinaus wurden in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 Wertminderungen auf von der Uniper Gruppe gehaltene at equity Beteiligungen vorgenommen. Diese werden in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen“ ausgewiesen. In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum erfolgten diesbezüglich keine Wertminderungen.

Zum 30. Juni 2016 endender Halbjahreszeitraum

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden Abschreibungen in Höhe von € 3.275 Mio. vorgenommen.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auf € 351 Mio. und die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte auf € 51 Mio.

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum € 96 Mio.

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in der Höhe von insgesamt € 2,8 Mrd. vorgenommen, davon entfielen € 1,8 Mrd. auf das Segment Europäische Erzeugung und € 1,0 Mrd. auf das Segment Globaler Handel. Die betragsmäßig größten Einzelsachverhalte betrafen mit € 0,8 Mrd. bzw. € 0,7 Mrd. zwei konventionelle Kraftwerke außerhalb von Deutschland sowie mit € 0,5 Mrd. Speicherinfrastruktur außerhalb von Deutschland. Gründe für Wertminderungen waren insbesondere die geänderte Einschätzung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Veränderung des Marktumfelds, die zu verschlechterten Ertragsprognosen für die betroffenen Anlagegüter führten.

Ausschlaggebend für die außerplanmäßigen Abschreibungen waren insbesondere die Diskussionen in mehreren europäischen Ländern zu einem Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Kohle oder die Erhebung von zusätzlichen Abgaben für solche Erzeugungseinheiten. Bei der erforderlichen Prognose der Ertragskraft bestimmter Erzeugungseinheiten wurde daher auch eine Abschaltung dieser Einheiten vor Ende ihrer technischen Lebenszeit als mögliches Szenario analysiert.

Bei den geänderten Prognosen für die Ertragskraft der Gasspeicherinfrastruktur wurden insbesondere die weiter verringerten Sommer-/Winter-Spreads im Gaspreis berücksichtigt, die eine Neubewertung des Geschäfts mit Gasspeicherkapazitäten erforderlich machten. Unter diesen Marktbedingungen ist es unsicher, ob die Bereitstellung von Gasspeicherkapazitäten künftig adäquat vergütet wird.

Geschäftsjahr 2015

Zum 31. Dezember 2015 erfolgten außerplanmäßige Abschreibungen auf den Goodwill in Höhe von € 2,4 Mrd., wobei der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt in Höhe von € 2,1 Mrd. auf die Vollabschreibung des Goodwills im Segment Europäische Erzeugung, die im Wesentlichen aus einer verschlechterten Ertragsprognose resultierte, zurückzuführen war. Im Segment Internationale Stromerzeugung wurde der Goodwill in Höhe von € 0,3 Mrd. zum 31. Dezember 2015 aufgrund einer verschlechterten Ertragsprognose und höherer Kapitalkosten abgeschrieben.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Geschäftsjahr 2015 € 54 Mio.

Im Geschäftsjahr 2015 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in der Höhe von insgesamt € 2,0 Mrd. vorgenommen, davon entfielen € 1,7 Mrd. auf das Segment Europäische Erzeugung und € 0,3 Mrd. auf das Segment Globaler Handel. Innerhalb des Segments Europäische Erzeugung wurden zum 31. Dezember 2015 Sachanlagen in Folge niedrigerer erwarteter Stromerlöse in mehreren Ländern abgeschrieben. Die betragsmäßig größten außerplanmäßigen Wertminderungen betrafen dabei jeweils ein fossiles Kraftwerk in Frankreich mit € 0,4 Mrd. und in Großbritannien mit € 0,2 Mrd., sowie in Deutschland und in den Niederlanden mit je € 0,2 Mrd. Es ergaben sich erzielbare Beträge in Frankreich in Höhe von € 0,1 Mrd., in Großbritannien in Höhe von € 0,6 Mrd., in Deutschland in Höhe von € 1,1 Mrd. und in den Niederlanden in Höhe von € 1,5 Mrd. Im Segment Globaler Handel wurde zum 31. Dezember 2015 ein Gasspeicher um € 0,2 Mrd. auf den erzielbaren Betrag von € 0,1 Mrd. abgeschrieben.

Geschäftsjahr 2014

Zum 31. Dezember 2014 erfolgten außerplanmäßige Abschreibungen auf den Goodwill in Höhe von € 1,0 Mrd., die ausschließlich das Segment Europäische Erzeugung betrafen und im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose zurückzuführen waren, sowie auf Währungsumrechnungseffekte.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Geschäftsjahr 2014 € 15 Mio.

Im Geschäftsjahr 2014 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von € 3,1 Mrd. vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf mit € 1,0 Mrd. zwei Blöcke eines Kernkraftwerks in Schweden, die im vierten Quartal des Geschäftsjahres 2014 auf den erzielbaren Betrag von € 22 Mio. abgeschrieben wurden. Gründe hierfür waren insbesondere niedrigere erwartete Stromerlöse, höhere Investitionen zur Erfüllung behördlicher Sicherheitsauflagen für den langfristigen Betrieb sowie die zugehörige Überprüfung der potentiellen Nutzungsdauer. Darüber hinaus wurden wesentliche außerplanmäßige Abschreibungen in Großbritannien vorgenommen, wobei die betragsmäßig größten Wertminderungen zwei fossile Kraftwerke betrafen. Diese wurden zum 31. Dezember 2014 jeweils um rund € 0,4 Mrd. außerplanmäßig auf ihren erzielbaren Betrag von € 0,7 Mrd. bzw. vollständig abgeschrieben. Ursächlich war insbesondere die Reduktion der Market Spreads. Zusätzlich wurde zum 31. Dezember 2014 ein schwedisches Wärmekraftwerk um € 0,3 Mrd. außerplanmäßig vollständig abgeschrieben, da die Anlage infolge von Umweltauflagen in Zukunft voraussichtlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Geschäftsjahr 2013

Zum 31. Dezember 2013 erfolgten keine Abschreibungen auf den Goodwill.

Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Geschäftsjahr 2013 € 213 Mio.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen in Höhe von € 1,0 Mrd. vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf mit rund € 0,2 Mrd. ein Kraftwerk in Russland, das im dritten Quartal 2013 aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf einen erzielbaren Betrag von € 0,3 Mrd. außerplanmäßig abgeschrieben wurde. Der erzielbare Betrag entsprach dem Nutzungswert. Die weiteren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen betrafen zum 31. Dezember 2013 eine Vielzahl von Einzelsachverhalten und verteilten sich im Wesentlichen auf fossile Kraftwerke im Segment Europäische Erzeugung in Höhe von € 0,7 Mrd. und im Segment Internationale Stromerzeugung in Höhe von € 0,1 Mrd.

9.3.13 Wechselkursschwankungen

Die funktionale Währung sowie die Berichtswährung der Gesellschaft ist der Euro. Aufgrund der internationalen Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe, bei der ein Teil des Umsatzes außerhalb der Eurozone, insbesondere in Russland, erwirtschaftet und Rohstoffe für die europäische Geschäftstätigkeit in US-Dollar eingekauft werden, ist die Uniper Gruppe Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Gesellschaften der Uniper Gruppe mit einer anderen funktionalen Währung als dem Euro werden zu den am Bilanzstichtag geltenden Durchschnittskursen umgerechnet, während die entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden.

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum gab es die folgenden Entwicklungen bei den durchschnittlichen Wechselkursen Euro/US-Dollar: In den Geschäftsjahren 2013 und 2014 stieg der durchschnittliche Kurs des Euro gegenüber dem US-Dollar um 3,37 %, bzw. 0,03 %. Im Geschäftsjahr 2015 sank der durchschnittliche Kurs des Euro zunächst um 16,48 % und stieg im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wieder um 3,40 %.

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 sowie in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum gab es die folgenden Entwicklungen bei den durchschnittlichen Wechselkursen Euro/Britische Pfund: Im Geschäftsjahr 2013 stieg der durchschnittliche Kurs des Euro gegenüber dem Britischen Pfund um 4,73 %. In den Geschäftsjahren 2014 und 2015 fiel der durchschnittliche Kurs des Euro um 5,08 % bzw. 9,96 %. Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum stieg der Kurs des Euro gegenüber dem Britischen Pfund um 4,76 %.

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum gab es die folgenden Entwicklungen bei den durchschnittlichen Wechselkursen Euro/Schwedische Krone: Im Geschäftsjahr 2013 fiel der durchschnittliche Kurs des Euro gegenüber der Schwedischen Krone um 0,60 %. In den Geschäftsjahren 2014 und 2015 stieg der durchschnittliche Kurs des Euro um 5,17 % bzw. 2,80 %. Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum stieg der Kurs des Euro gegenüber der Schwedischen Krone leicht um 0,55 %.

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 hat der Russische Rubel gegenüber den Euro deutlich an Wert verloren: Im Geschäftsjahr 2013 stieg der durchschnittliche Kurs des Euro gegenüber dem Russischen Rubel um 6,04 %. In den Geschäftsjahren 2014 und 2015 verstärkte sich der Wertverfall des Russischen Rubel, der durchschnittliche Kurs des Euro stieg um 20,35 % bzw. 33,60 %. Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum gewann der Russische Rubel gegenüber dem Euro wieder an Wert, der durchschnittliche Kurs des Euro gegenüber dem Russischen Rubel fiel um 12,78 %.

Grundsätzlich sichert die Uniper Gruppe ihre Wechselkursrisiken für gebuchte Transaktionen durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente im Rahmen des systematischen Risikomanagements der Uniper Gruppe ab, wenn dies für wirtschaftlich erachtet wird. Diese stehen auch im Einklang mit den Sicherungsmechanismen des E.ON-Konzerns für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013.

Für weitere Informationen hinsichtlich der Wechselkursänderungsrisiken siehe „2. Risikofaktoren — 2.5 Finanzielle Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.5.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus derivativen Finanzinstrumenten, die zu Absicherungszwecken und zum Eigenhandel eingesetzt werden.“ und „2. Risikofaktoren — 2.3 Marktrisiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.3.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Wechselkurs- und Zinsschwankungen.“.

9.3.14 Investitionen, Akquisitionen und Desinvestitionen

Die Ertragslage der Uniper Gruppe in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum war durch Auswirkungen von Investitionen und Desinvestitionen beeinflusst, wesentliche Akquisitionen erfolgten nicht.

Die Uniper Gruppe hat in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum Investitionen in Höhe von € 292 Mio. (Geschäftsjahr 2015: € 1.083 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 1.531 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 2.202 Mio.) vorgenommen.

Im Dezember 2015 hat die Uniper Gruppe den Verkauf von 28,974 % der Anteile an ihrer assoziierten Beteiligung AS Latvijas Gāze, Riga, Lettland, an die luxemburgische Gesellschaft Marguerite Gas I S.à.r.l. vereinbart. Der Buchwert der Beteiligung, die im Segment Globaler Handel ausgewiesen wird, betrug zum 31. Dezember 2015 € 0,1 Mrd. Aus der Transaktion, die im Januar 2016 vollzogen wurde, resultierte bei einem Kaufpreis von rund € 0,1 Mrd. ein geringfügiges Abgangsergebnis.

Mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 wurden 100 % der Anteile an der PEG Infrastruktur AG („**PEGI**“), Zug, Schweiz, einschließlich der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG, Zug, Schweiz, an die E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf, Deutschland, veräußert. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im März 2016. Die Veräußerung führt zur Entkonsolidierung der bisher im Segment Globaler Handel vollkonsolidierten Beteiligung PEGI sowie der bisherigen at equity Beteiligung an der Nord Stream AG im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Der Veräußerungspreis betrug rund € 1,0 Mrd. und wurde im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum vereinnahmt. Aus der Transaktion resultierte ein Abgangsergebnis in Höhe von € 0,5 Mrd. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Geografisch betrachtet ist Deutschland das Schwerpunktland von vergangenen Investitionstätigkeiten. Hier investierte die Uniper Gruppe im Segment Europäische Erzeugung maßgeblich in die konventionelle Stromerzeugung. Im Segment Globaler Handel wurde im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts investiert. Im Segment Internationale Stromerzeugung entfiel der größte Teil auf Investitionen in Kraftwerke in Russland.

Die Uniper Gruppe hat in der Vergangenheit eine Reihe von Projekten beschlossen, die weiterer Investitionen bedürfen (siehe „11. Geschäftstätigkeit — 11.7 Investitionen“).

9.3.15 Rückstellungen

Die Uniper Gruppe hat in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 und im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum Rückstellungen gebildet. Diese betreffen zum einen Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen der Uniper Gruppe in Höhe von € 1.175 Mio. zum 30. Juni 2016 (31. Dezember 2015: € 796 Mio.; 31. Dezember 2014: € 1.773 Mio.; 31. Dezember 2013: € 1.479 Mio.).

Zudem wurden Rückstellungen u. a. für verschiedenste Rückbau- und Entsorgungspflichten gebildet. Die übrigen Rückstellungen beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf € 8.089 Mio. (31. Dezember 2015: € 8.378 Mio.; 31. Dezember 2014: € 7.480 Mio.; 31. Dezember 2013: € 7.068 Mio.). Neben den Rückstellungen für Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich aus dem Betrieb von Kernkraftwerken in Schweden, sind Rückstellungen für Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für konventionelle und regenerative Kraftwerksanlagen, für die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten und für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen erfasst.

Im März 2016 haben sich die Uniper Global Commodities SE („UGC“) und die russische Gazprom-Gruppe in Verhandlungen über langfristige Gaslieferverträge auf eine Anpassung der Konditionen auf Grundlage aktueller Marktverhältnisse geeinigt. In diesem Zusammenhang wurde durch die Auflösung von Rückstellungen für in der Vergangenheit liegende Lieferperioden ein positiver Ergebniseffekt im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Höhe von € 383 Mio. erfasst.

Ferner hat die Uniper Gruppe im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Segment Globaler Handel beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen in Höhe von € 0,9 Mrd. in Form einer Drohverlustrückstellung gebildet. Ausschlaggebend hierfür waren drohende Verluste aus dem Geschäft mit kontrahierten Gasspeicherkapazitäten aufgrund einer reduzierten Ertragsprognose im europäischen Gasspeichermarkt.

9.3.16 Änderungen des Zinsniveaus

Die Zinsaufwendungen, welche im Wesentlichen die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen umfassen, sind abhängig von dem aktuellen Zinsniveau. So können etwa sinkende Zinsen eine Erhöhung der Rückstellungen für Pensionen sowie für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen zur Folge haben.

9.4 ERLÄUTERUNG EINZELNER POSTEN DER GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNGEN

Im Folgenden werden einzelne Posten der nach IFRS erstellten Gewinn- und Verlustrechnungen der Uniper Gruppe erläutert.

Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer sowie an Großhandelsmärkten im Segment Globaler Handel, einschließlich der zugehörigen finanziellen Hedging-Geschäfte. In diesem Posten werden auch Erlöse aus dem Transport von Gas sowie aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser ausgewiesen.

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden bzw. Erwerber. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen die mit dem Eigentum verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Die Umsatzerlöse für Güter bzw. Dienstleistungen bemessen sich nach dem Fair Value der erhaltenen oder zu erhaltenden Gegenleistung. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Umsatzerlöse beinhalten die Umlage, die nach dem EEG für jede an Endverbraucher gelieferte kWh Strom an die Übertragungsnetzbetreiber zu entrichten ist (sog. EEG-Umlage) und werden ohne Umsatzsteuer, Retouren, Rabatte und Preisnachlässe und nach Eliminierung von Verkäufen innerhalb der Uniper Gruppe ausgewiesen.

Strom- und Energiesteuern

Die Stromsteuer entsteht grundsätzlich bei Stromlieferungen an Endverbraucher und weist einen pro kWh fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die geleisteten Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt.

Bestandsveränderungen

Die Bestandsveränderungen umfassen im Wesentlichen die Veränderung der Gas-, Kohle- und LNG-Bestände, bewertet zu ihren Einstandspreisen bzw. den niedrigeren Nettoveräußerungswerten zum jeweiligen Bilanzstichtag.

Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen resultieren im Wesentlichen aus Engineering-Leistungen.

Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich zusammen aus Erträgen aus Währungskursdifferenzen, Erträgen aus derivativen Finanzinstrumenten, Erträgen aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren, Zuschreibungen im Anlagevermögens, Erträgen aus dem Abgang von Sachanlagevermögen sowie übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen.

Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten, Effekte aus der Stichtagskursumrechnung sowie realisierte Erträge aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten. Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung und realisierte Ergebnisse aus Derivaten nach IAS 39. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus der Marktbewertung von Commodity-Derivaten (*Waren-Derivaten*), insbesondere von zu Marktwerten bilanzierten strom-, emissionsrecht-, gas- und kohlebezogenen Derivaten. Übrige sonstige betriebliche Erträge umfassen alle sonstigen Erträge, etwa aus der Weiterbelastung von Lieferungen und Leistungen, aus Erstattungs- und Schadensersatzansprüchen sowie Erträge aus Versicherungsprämien.

Materialaufwand

Der Materialaufwand setzt sich zusammen aus Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren (insbesondere für den Bezug von Gas, Kohle, Strom, Öl und CO₂-Zertifikate sowie Netznutzungsentgelte) und Aufwendungen für bezogene Leistungen (im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen sowie sonstige bezogene Leistungen).

Personalaufwand

Der Personalaufwand setzt sich zusammen aus Löhnen und Gehältern, sozialen Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung.

Abschreibungen

Die Abschreibungen umfassen die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen sowie die außerplanmäßigen Abschreibungen auf Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich zusammen aus Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen, Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten, sonstigen Steuern, Verlusten aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren sowie übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten im Wesentlichen eine Dienstleistungsumlage gegenüber der E.ON SE, außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte, Fremdleistungen, IT-Aufwendungen, Versicherungsprämien, Mieten und Pachten, externe Beratungs- und Prüfungskosten, Werbe- und Marketingaufwendungen sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen

Dieser Posten wird verwendet, um den Anteil am Gewinn oder Verlust von Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, zu erfassen. Die wesentlichen assoziierten Unternehmen in der

Uniper Gruppe, die für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 nach der Equity Methode bilanziert wurden, sind die SNGP und die im zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraum veräußerte Nord Stream AG.

Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich zusammen aus dem Beteiligungsergebnis (Erträge aus Beteiligungen und Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen) und dem Zinsergebnis (Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnlichen Erträgen sowie Zinsen und ähnliche Aufwendungen). Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnlichen Erträgen enthalten überwiegend Erträge aus dem schwedischen Fonds für Nuklearabfall. Zinsen und ähnliche Aufwendungen enthalten auch sonstige Zinsaufwendungen, welche im Wesentlichen die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen umfassen.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Als Steuern vom Einkommen und vom Ertrag werden die in den einzelnen Ländern erhobenen Steuern auf den steuerpflichtigen Gewinn sowie die erfolgswirksame Veränderung der latenten Steuerabgrenzungen ausgewiesen. Steuern vom Einkommen und vom Ertrag werden im Kombinierten Abschluss unter der Annahme ermittelt, dass die Gesellschaften und Geschäftstätigkeiten der Uniper Gruppe eigenständige Steuersubjekte darstellen (sog. *separate tax return approach*). Die ausgewiesenen Ertragsteuern werden auf Basis der am jeweiligen Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten gesetzlichen Regelungen in der Höhe erfasst, in der sie voraussichtlich hätten bezahlt werden müssen.

Ergebnis nach Ertragsteuern

Das Ergebnis nach Ertragsteuern wird ermittelt, indem vom Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag und das Finanzergebnis abgezogen werden. Außerdem sind darin nicht beherrschende Anteile enthalten. Das auf nicht beherrschende Anteile entfallende Ergebnis nach Ertragsteuern wird in den kombinierten Gewinn- und Verlustrechnungen der Uniper Gruppe separat von dem auf den E.ON-Konzern bzw. der Uniper Gruppe entfallenden Ergebnis nach Ertragsteuern ausgewiesen, das ab dem zum 31. März 2016 endenden Dreimonatszeitraum dem auf die Aktionäre der Gesellschaft entfallenden Konzernüberschuss/-fehlbetrag entspricht.

9.5 NON-GAAP-KENNZAHLEN

In diesem Prospekt werden bestimmte Non-GAAP-Kennzahlen wie EBIT, Adjusted EBIT, Adjusted EBITDA, Funds from Operations, Adjusted Funds from Operations, Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern, Wirtschaftliche Netto-Verschuldung und Netto-Finanzposition ausgewiesen, die von der Uniper Gruppe verwendet werden, um den wirtschaftlichen Erfolg der Uniper Gruppe zu messen oder nach Einschätzung des Vorstands der Uniper Gruppe für Investoren nützlich sind. Diese Kennzahlen sind keine in Übereinstimmung mit IFRS oder HGB verwendeten GAAP-Kennzahlen und dürfen daher nicht als Alternative zu den im Kombinierten Abschluss verwendeten, allgemein akzeptierten GAAP-Kennzahlen betrachtet werden. Wenn solche Non-GAAP-Kennzahlen nicht als solche im Kombinierten Abschluss enthalten sind, erhalten sie in den folgenden Tabellen den Vermerk „ungeprüft“. Wenn hingegen Non-GAAP-Kennzahlen im Kombinierten Abschluss enthalten sind, werden sie mit dem Vermerk „geprüft“ gekennzeichnet.

Die Non-GAAP-Kennzahlen und weitere Informationen sind angegeben, da sie nach Ansicht des Managements der Uniper Gruppe einem Anleger zusätzliche Informationen zur Beurteilung des wirtschaftlichen Erfolgs der Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe bieten. Die Verwendung der Non-GAAP-Kennzahlen innerhalb der Uniper Gruppe weicht möglicherweise von der Verwendung gleichlautender Non-GAAP-Kennzahlen bei anderen Unternehmen in der Energiebranche und anderen Branchen ab. Die verwendeten Non-GAAP-Kennzahlen sollten nicht als Alternative zum Ergebnis nach Ertragsteuern, zum Umsatz oder zu irgendeiner anderen in Übereinstimmung mit IFRS oder HGB als Maßstab für den Unternehmenserfolg definierten Kennzahl betrachtet werden. Die Non-GAAP-Kennzahlen sind nur mit Einschränkungen als Analyseinstrumente geeignet und sollten nicht isoliert betrachtet verwendet werden. Sie können Positionen oder Beträge enthalten bzw. ausschließen, die in die Berechnung der am ehesten vergleichbaren GAAP-Kennzahlen in Übereinstimmung mit IFRS oder HGB nicht einbezogen bzw. einbezogen wurden. Ihre Aussagekraft unterliegt daher den

nachfolgend beschriebenen Beschränkungen. Die Non-GAAP-Kennzahlen sollten in Verbindung mit dem gemäß IFRS oder HGB aufgestellten Kombinierten Abschluss oder dem Konsolidierten Zwischenabschluss sowie dem jeweiligen dazugehörigen Anhang betrachtet werden.

Die folgende Darstellung beschreibt die Non-GAAP-Kennzahlen. Ferner wird eine Überleitungsrechnung zu den am ehesten vergleichbaren GAAP-Kennzahlen dargestellt.

9.5.1 Adjusted EBIT und Adjusted EBITDA

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die operative Ertragskraft eines Geschäfts wird bei der Uniper Gruppe das Adjusted EBIT verwendet.

Bei dem unbereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern („EBIT“) handelt es sich um das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern der Uniper Gruppe nach IFRS unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die operative Ertragskraft des Uniper-Geschäfts wird das unbereinigte EBIT um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt. Im Adjusted EBIT werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen enthalten. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um zusätzliche Aufwendungen, die nicht unmittelbar im Zusammenhang mit dem operativen Geschäft stehen. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge von Einzelsachverhalten mit seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein.

Zu Informationszwecken wird darüber hinaus auch ein bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen („Adjusted EBITDA“) ausgewiesen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern der Uniper Gruppe nach IFRS auf das bereinigte Ergebnis vor Steuern und Zinsen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015 (ungeprüft)	2015 (geprüft)	2014 (geprüft)	2013 (geprüft)
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	-3.397	-3.042	-925
Beteiligungsergebnis	11	4	-12	10	23
EBIT	-3.460	169	-3.409	-3.032	-902
Nicht operative Bereinigungen	4.595	376	4.210	3.858	1.950
<i>Netto Buchgewinnel -buchverluste</i>	-522	—	-38	—	21
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	1.034	118	-511	-1.167	-319
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen /</i> <i>Kostenmanagement⁽¹⁾</i>	223	42	137	211	142
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)⁽²⁾</i> ..	2.863	144	4.199	4.484	1.225
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis⁽¹⁾⁽³⁾</i>	997	72	423	330	881
Adjusted EBIT	1.135	545	801	826	1.048
Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen ⁽⁴⁾	405	455	916	1.140	1.179
Adjusted EBITDA	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227

(1) Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement enthielten im Geschäftsjahr 2015 planmäßige Abschreibungen in Höhe von € 18 Mio. (2014: € 14 Mio.; 2013: € 14 Mio.). Planmäßige Abschreibungen sind im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Höhe von € 8 Mio. (zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum: € 9 Mio.) in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement enthalten.

- (2) Die nicht operativen Impairments/Wertaufholungen enthalten nicht operative außerplanmäßige Abschreibungen und Wertaufholungen, die durch regelmäßige Werthaltigkeitstests ausgelöst werden. Die Summe der nicht operativen Impairments/Wertaufholungen und der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in den beiden Positionen enthalten sind und ein geringfügiger Teil in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.
- (3) Das übrige sonstige nicht operative Ergebnis enthielt im Geschäftsjahr 2014 außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte in Höhe von € 97 Mio. Die Veränderung im übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Vergleich zum Vorjahreszeitraum resultierte im Wesentlichen aus der Bildung einer nicht-operativen Drohverlustrückstellung nach IAS 37.
- (4) Die wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen enthalten operative Abschreibungen.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern der Segmente der Uniper Gruppe nach IFRS auf das bereinigte Ergebnis vor Steuern und Zinsen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(ungeprüft, soweit nicht anders angegeben)		
			(in Mio. €)		
Europäische Erzeugung					
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-1.935	60	-3.306	-3.528	-222
Beteiligungsergebnis	9	1	31	0	3
EBIT	-1.926	62	-3.275	-3.528	-219
Nicht operative Bereinigungen					
<i>Netto Buchgewinn/-buchverluste</i>	-0	—	-7	—	62
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	21	5	26	-82	37
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen / Kostenmanagement</i>	190	28	112	175	102
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)⁽¹⁾</i>	1.787	92	3.538	3.956	541
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis</i>	47	8	112	18	-17
Adjusted EBIT	120	195	506*	539*	504*
Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen ⁽²⁾	286	320	619	791	750
Adjusted EBITDA	406	515	1.125*	1.331*	1.254*
Globaler Handel					
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-987	-143	-44	1.608	407
Beteiligungsergebnis	2	3	0	-17	19
EBIT	-985	-140	-44	1.590	426
Nicht operative Bereinigungen					
<i>Netto Buchgewinn/-buchverluste</i>	-522	—	-30	—	-41
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	539	362	-194	-1.697	-1.046
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen / Kostenmanagement⁽³⁾</i>	17	16	23	36	32
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)⁽¹⁾</i>	1.075	52	300	88	66
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis⁽⁴⁾</i>	973	44	206	157	889
Adjusted EBIT	1.095	334	262*	173*	328*
Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen ⁽²⁾	70	86	187	190	219
Adjusted EBITDA	1.165	420	449*	362*	546*
Internationale Stromerzeugung					
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-17	102	-144	-289	-224
Beteiligungsergebnis	—	—	0	-1	-0
EBIT	-17	102	-144	-290	-225
Nicht operative Bereinigungen					
<i>Netto Buchgewinn/-buchverluste</i>	—	—	—	—	—
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	0	-0	0	-0	—
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen / Kostenmanagement</i>	—	—	—	—	—
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)⁽¹⁾</i>	—	—	361	467	617
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis⁽⁵⁾</i>	-23	3	19	139	18
Adjusted EBIT	-39	106	236*	316*	410*
Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen ⁽²⁾	44	44	99	149	199
Adjusted EBITDA	5	150	335*	465*	609*

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(ungeprüft, soweit nicht anders angegeben)		
	(in Mio. €)				
Administration/Konsolidierung					
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-531	145	96	-832	-886
Beteiligungsergebnis	-1	—	-44	29	2
EBIT	-532	145	53	-804	-884
Nicht operative Bereinigungen	491	-235	-255	603	690
<i>Netto Buchgewinn/ -buchverluste</i>	—	—	—	—	—
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	474	-250	-343	612	691
<i>Aufwendungen für Restrukturierungen /</i>					
<i>Kostenmanagement</i>	17	-0	2	1	9
<i>Nicht operative Impairments (+) / Wertaufholungen (-)⁽¹⁾ ..</i>	1	—	1	-27	—
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis</i>	0	15	85	17	-10
Adjusted EBIT	-41	-90	-203*	-202*	-194*
Wirtschaftliche Abschreibungen / Zuschreibungen ⁽²⁾	5	5	10	9	12
Adjusted EBITDA	-36	-85	-192*	-192*	-182*

(*) Geprüft.

- (1) Die nicht operativen Impairments/Wertaufholungen enthalten nicht operative außerplanmäßige Abschreibungen und Wertaufholungen, die durch regelmäßige Werthaltigkeitstests ausgelöst werden. Die Summe der nicht operativen Impairments/Wertaufholungen und der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in den beiden Positionen enthalten sind und ein geringfügiger Teil in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.
- (2) Die wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen enthalten operative Abschreibungen.
- (3) Im Segment Globaler Handel enthielten die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement im Geschäftsjahr 2015 planmäßige Abschreibungen in Höhe von € 18 Mio. (2014: € 14 Mio.; 2013: € 14 Mio.) und im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Höhe von € 8 Mio. (zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum: € 9 Mio.).
- (4) Die Veränderung im übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Vergleich zum Vorjahreszeitraum resultierte im Wesentlichen aus der Bildung einer nicht-operativen Drohverlustrückstellung nach IAS 37.
- (5) Im Segment Internationale Stromerzeugung enthielt das übrige sonstige nicht operative Ergebnis im Geschäftsjahr 2014 außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte in Höhe von € 97 Mio.

Für eine Darstellung der Entwicklung des Adjusted EBIT auf Ebene der Segmente der Uniper Gruppe siehe „9.7 Vergleich der Ertragslage — Analyse der Segmentinformationen“.

9.5.2 Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern

Die Uniper Gruppe verwendet zur internen Steuerung und als Indikator für den operativen Kapitalfluss eines Geschäftes derzeit den Operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern (*operating cashflow before interest and taxes* („OCFbIT“)).

Der Operative Cashflow vor Zinsen und Steuern ist der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow) abzüglich der Mittelzuflüsse bzw. zuzüglich der Mittelabflüsse aus Zins- und Steuerzahlungen (abzüglich Erstattungen).

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow der Uniper Gruppe zum OCFbIT für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume und die jeweils zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(geprüft)		
	(in Mio. €)				
Operativer Cashflow	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Zinszahlungen	170	39	152	102	63
Ertragsteuerzahlungen	12	101	404	205	248
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.134	2.441	2.021	1.744	865

9.5.3 Adjusted FFO (Bereinigte Funds from Operations)

Die Uniper Gruppe verwendet ab 2017 die Non-GAAP Kennzahl „Adjusted Funds from Operations“ („**Adjusted FFO**“) als Steuerungsgröße im Rahmen der Bemessung des für die Aktionäre zur Verfügung stehenden Ausschüttungspotentials sowie ab 2017 für die variable Vorstandsvergütung.

Basis der Funds from Operations („**FFO**“) ist der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow), der in einem ersten Schritt um die Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern bereinigt wird, um periodenbedingte Verschiebungen aufgrund von nicht vorhersehbaren Zahlungsmittelzuflüssen bzw. -abflüssen zu eliminieren. In der Veränderung der betrieblichen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten werden u. a. Veränderungen aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten ausgewiesen. Diese Veränderungen werden ebenfalls bereinigt, da sie nicht zahlungswirksam werden. Schließlich wird mit der gleichen Begründung die erfolgswirksame Fremdwährungs-Bewertung der operativen Forderungen und Verbindlichkeiten abgezogen.

Für das Adjusted FFO werden Dienstzeitaufwendungen für die im Geschäftsjahr hinzuerworbenen Versorgungsansprüche und nachzuverrechnende Dienstzeitaufwendungen, die zukünftig zahlungswirksam werden, sowie Zahlungen an den schwedischen Fonds für Nuklearabfall von den FFO abgezogen, obwohl sie im Cashflow aus der Investitionstätigkeit ausgewiesen werden, da sie aus dem operativen Geschäft resultieren. Auch beschlossene bzw. gezahlte Dividenden an Minderheitsgesellschafter stehen den Aktionären der Gesellschaft nicht zur Verfügung und werden deshalb abgezogen.

Der Adjusted FFO wird wie folgt ermittelt:

	Operativer Cashflow
+/-	Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern
+/-	Bereinigung der Marktbewertung von erfolgswirksam gebuchten Derivaten
+/-	Erfolgswirksame Fremdwährungs-Bewertung der operativen Forderungen und Verbindlichkeiten
=	Funds from Operations (FFO)
-	Aufwendungen für laufenden und nachverrechneten Dienstzeitaufwand
-	Zahlungen an den Schwedischen Fonds für Nuklearabfall
-	(Beschlossene) Dividenden an Minderheitsaktionäre
=	Adjusted FFO

9.5.4 Wirtschaftliche Netto-Verschuldung und Netto-Finanzposition

Wirtschaftliche Netto-Verschuldung ist eine Non-GAAP Kennzahl, nach der das Management die Finanzierungsstruktur der Uniper Gruppe steuert.

Die Netto-Finanzposition umfasst die liquiden Mittel, langfristigen Wertpapiere und finanziellen Forderungen gegen verbundene Unternehmen, von denen die Finanzverbindlichkeiten (inklusive finanzieller Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen) abgezogen werden. Die Forderungen und Verbindlichkeiten gegen bzw. gegenüber verbundene/n Unternehmen ergeben sich aus der Einbindung der Uniper Gruppe in das Cash Management des E.ON-Konzerns und sind in den sonstigen Finanzforderungen und finanziellen Vermögenswerten sowie sonstigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen. Der ausstehende Nettobetrag aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten gegen den bzw. gegenüber dem E.ON-Konzern wird im Zuge der Abspaltung durch externe Finanzverbindlichkeiten abgelöst und wird daher in der Netto-Finanzposition berücksichtigt.

Von der so ermittelten Netto-Finanzposition werden die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen und die Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen abgezogen, da beide Positionen langfristige finanzielle Zahlungsverpflichtungen bedingen. Diesen Verpflichtungen zugeordnetes separiertes Vermögen wird bei der Ermittlung der Wirtschaftlichen Netto-Verschuldung berücksichtigt.

Die Wirtschaftliche Netto-Verschuldung wird wie folgt ermittelt:

	Liquide Mittel
+	Finanzielle Forderungen gegen verbundene Unternehmen
+	Langfristige Wertpapiere
-	Finanzverbindlichkeiten (inklusive Finanzieller Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen)
=	Netto-Finanzposition
-	Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen
-	Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen ⁽¹⁾
=	Wirtschaftliche Netto-Verschuldung

(1) Reduziert um Forderungen gegen den schwedischen Fonds für Nuklearabfall.

9.6 VERGLEICH DER ERTRAGSLAGE DER UNIPER GRUPPE

9.6.1 Überblick

Die nachfolgende Tabelle zeigt ausgewählte Finanzinformationen aus den Gewinn- und Verlustrechnungen der Uniper Gruppe für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume und die jeweils zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015 (in Mio. €)	2014 (geprüft)	2013
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	33.581	45.026	92.338	88.522	95.097
Strom- und Energiesteuern	-254	-115	-223	-297	-347
Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750
Bestandsveränderungen	-8	35	4	-64	-17
Andere aktivierte Eigenleistungen	9	3	46	81	81
Sonstige betriebliche Erträge	4.791	4.156	10.825	9.462	4.572
Materialaufwand	-30.998	-43.117	-89.306	-84.501	-91.256
Personalaufwand	-564	-603	-1.260	-1.329	-1.442
Abschreibungen	-3.275	-645	-5.357	-5.209	-2.191
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-6.810	-4.640	-10.524	-9.319	-5.082
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	57	65	60	-388	-340
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	-3.397	-3.042	-925
Finanzergebnis	-364	-44	36	-118	-148
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-50	-24	-396	348	-60
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133

9.6.2 Vergleich der Ertragslage in den zum 30. Juni 2016 und 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeiträumen

Die nachfolgende Darstellung zeigt ausgewählte Finanzinformationen aus der konsolidierten Gewinn- und Verlustrechnung der Uniper Gruppe für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	33.581	45.026	-25,4
Strom- und Energiesteuern	-254	-115	120,9
Umsatzerlöse	33.327	44.911	-25,8
Bestandsveränderungen	-8	35	-122,9
Andere aktivierte Eigenleistungen	9	3	200,0
Sonstige betriebliche Erträge	4.791	4.156	15,3
Materialaufwand	-30.998	-43.117	-28,1
Personalaufwand	-564	-603	-6,5
Abschreibungen	-3.275	-645	407,8
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-6.810	-4.640	46,8
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	57	65	-12,3
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165	—
Finanzergebnis	-364	-44	-727,3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-50	-24	108,3
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	—

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse sanken von € 44.911 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 11.584 Mio. bzw. 25,8 % auf € 33.327 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Diese Veränderung entsprach im Wesentlichen dem Rückgang der Umsatzerlöse im Segment Globaler Handel. Ursächlich für den Rückgang waren ein signifikant niedrigeres Preisniveau im Vergleich zum Vorjahr und niedrigere physische Absatzmengen im Gas- und Strombereich (siehe auch „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.5 Preisentwicklung bei Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten — (ii) Gasmarkt“ sowie “— 9.3.6 Entwicklung des Strompreises“).

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume aufgeschlüsselt nach Produkten:

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Strom	13.220	16.728	-21,0
Gas	18.988	26.656	-28,8
Sonstige	1.118	1.528	-26,8
Summe	33.327	44.911	-25,8

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe aus Gas sanken von € 26.656 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 7.668 Mio. bzw. 28,8 % auf € 18.988 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe aus Strom sanken von € 16.728 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 3.508 Mio. bzw. 21,0 % auf € 13.220 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Bestandsveränderungen

Die Bestandsveränderungen veränderten sich von € 35 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € -43 Mio. auf € -8 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf höheren Teilabrechnungen von Dienstleistungen im Segment Europäische Erzeugung im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Andere aktivierte Eigenleistungen

Die anderen aktivierten Eigenleistungen stiegen von € 3 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 6 Mio. bzw. 200,0 % auf € 9 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum und resultierten in beiden Zeiträumen im Wesentlichen aus verrechneten IT-, Material- und Personalkosten.

Sonstige betriebliche Erträge

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Erträge für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume:

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Erträge aus Währungskursdifferenzen	495	1.010	-50,9
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	3.474	2.895	20,0
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	531	1	—
Zuschreibungen im Anlagevermögen	—	38	—
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	25	7	242,4
Übrige	266	206	28,9
Summe	4.791	4.156	15,3

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 4.156 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 635 Mio. bzw. 15,3 % auf € 4.791 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Dieser Anstieg ergab sich zuvorderst aus gestiegenen Erträgen aus derivativen Finanzinstrumenten. Diese erhöhten sich von € 2.895 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 580 Mio. bzw. 20,0 % auf € 3.474 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum, im Wesentlichen aufgrund von Veränderungen bei den zu Marktwerten bilanzierten Commodity Derivaten. Darüber hinaus trug auch der Verkauf der PEGI einschließlich der durch sie gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 mit € 528 Mio. zum Anstieg der sonstigen betrieblichen Erträge bei.

Gegenläufig hierzu reduzierten sich die Erträge aus Währungskursdifferenzen von € 1.010 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 514 Mio. bzw. 50,9 % auf € 495 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Materialaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Materialaufwand für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume:

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	30.636	42.751	-28,3
Aufwendungen für bezogene Leistungen	363	367	-1,3
Summe	30.998	43.117	-28,1

Der Materialaufwand sank von € 43.117 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 12.119 Mio. bzw. 28,1 % auf € 30.998 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf gesunkenen Gas- und Strombezugskosten des Segments Globaler Handel. Diese Verminderung korrespondiert mit dem Rückgang der Umsatzerlöse des Segments Globaler Handel.

Die Aufwendungen für den Bezug von Gas und Strom, die einen Großteil der Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren darstellten, betragen im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum € 39.876 Mio. und im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum € 28.479 Mio.

Über die Hälfte der Gesamtaufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren entfielen auf Gasgeschäfte. Die Gasbezugskosten sanken dabei von € 26.127 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum auf € 17.902 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Die konventionellen Brennstoffkosten der Stromerzeugung reduzierten sich von € 556 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 130 Mio. bzw. 23,4 % auf € 426 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum, was im Wesentlichen auf geringeren Stromerzeugungsmengen beruhte.

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen sanken von € 367 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 5 Mio. bzw. 1,3 % auf € 363 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum und beinhalteten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen in Bezug auf das Kraftwerksportfolio der Uniper Gruppe, die von € 139 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 25 Mio. bzw. 18,1 % auf € 113 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sanken, sowie sonstige bezogene Leistungen, die sich von € 182 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 24 Mio. bzw. 13,4 % auf € 206 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum erhöhten.

Personalaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Personalaufwand für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Löhne und Gehälter	438	457	-4,1
Soziale Abgaben	70	74	-5,7
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	56	73	-23,0
<i>für Altersversorgung</i>	55	72	-23,4
Summe	564	603	-6,5

Der Personalaufwand sank von € 603 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 39 Mio. bzw. 6,5 % auf € 564 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Der Rückgang ist im Wesentlichen auf geringere Aufwendungen für Löhne und Gehälter sowie Sozialen Abgaben resultierend vor allem aus den Maßnahmen der vorangegangenen Restrukturierungsprogramme sowie der Stilllegung von Kraftwerken und den damit einhergehenden niedrigeren Personalbeständen zurückzuführen. Ergänzend kamen gegenüber dem Vorjahreszeitraum geringere Nettoaufwendungen für die betriebliche Altersversorgung hinzu. Teilweise kompensierend wirkten gegenüber dem vergleichbaren Vorjahreszeitraum höhere Restrukturierungsaufwendungen im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Abschreibungen

Die Abschreibungen stiegen von € 645 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 2.630 Mio. bzw. 407,8 % auf € 3.275 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Dieser Anstieg ist im Wesentlichen auf Wertminderungen in den Segmenten Europäische Erzeugung und Globaler Handel zurückzuführen.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Aufwendungen für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	430	984	-56,3
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	4.528	3.013	50,3
Sonstige Steuern	303	105	188,0
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	10	0	—
Übrige	1.539	538	186,1
Summe	6.810	4.640	46,8

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen stiegen von € 4.640 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 2.170 Mio. bzw. 46,8 % auf € 6.810 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Dieser Anstieg ergab sich im Wesentlichen aus erhöhten Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten. So stiegen diese Aufwendungen von € 3.013 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 1.516 Mio. bzw. 50,3 % auf € 4.528 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum, im Wesentlichen bedingt durch Veränderungen bei den zu Marktwerten bilanzierten Commodity Derivaten. Darüber hinaus resultierte aus einem Feuer im russischen Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja ein Verlust aus dem Abgang von Sachanlagevermögen in Höhe von € 162 Mio. bei der Unipro PJSC, die das Kraftwerk betreibt. Ferner erhöhten sich die sonstigen betrieblichen Aufwendungen infolge der Bildung von Drohverlustrückstellungen im Segment Globaler Handel (€ 935 Mio.) sowie der Bildung von Rückstellungen für Grunderwerbsteuer (€ 186 Mio.).

Gegenläufig entwickelten sich die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen. Diese sanken von € 984 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 554 Mio. bzw. 56,3 % auf € 430 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen sank von € 65 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 8 Mio. bzw. 12,3 % auf € 57 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Dieser Rückgang war im Wesentlichen auf die Ergebnisverringerung bei der AS Latvijas Gāze um € 7 Mio. und bei der Gas-Union GmbH um € 8 Mio. zurückzuführen. Mindernd wirkten sich im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum des Weiteren im Vergleich zum Vorjahreszeitraum der Wegfall des Ergebnisses aus der mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 veräußerten PEGI einschließlich der durch sie gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG mit € 7 Mio. aus. Gegenläufig verzeichnete die brasilianische Gesellschaft Pecém II Participacoes S.A. eine Ergebnisverbesserung um € 9 Mio. im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.

Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern

Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € 165 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 3.636 Mio. auf € -3.471 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Finanzergebnis

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung des Finanzergebnisses für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016	2015 (ungeprüft)	
	(in Mio. €)		
Erträge aus Beteiligungen	12	4	200,0
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-1	—	—
Beteiligungsergebnis	11	4	175,0
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	69	96	-28,1
<i>Available-for-Sale</i>	21	27	-22,8
<i>Loans and Receivables</i>	37	52	-29,0
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinserträge</i>	12	17	-30,9
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-444	-144	208,3
<i>Amortized Cost</i>	-171	-65	163,3
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-273	-79	246,4
Zinsergebnis	-375	-48	-681,3
Finanzergebnis	-364	-44	-727,3

Das Finanzergebnis sank von € -44 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 320 Mio. bzw. 727,3 % auf € -364 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf dem Rückgang des Zinsergebnisses von € -48 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 327 Mio. auf € -375 Mio. zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Wesentliche Gründe für den Rückgang waren die negativen, im Zinsergebnis erfassten, Bewertungseffekte des schwedischen Nuklearfonds sowie eine mit der vorzeitigen Rückzahlung verbundene marktübliche Vorfälligkeitsentschädigung für ein Darlehen der MEON Pensions GmbH & Co. KG („MEON“) durch Uniper Benelux. Des Weiteren führten Zinssatzänderungen im Zusammenhang mit der Bewertung langfristiger Rückstellungen ebenfalls zu einem Rückgang des Zinsergebnisses.

Gegenläufig verbesserte sich das Beteiligungsergebnis im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum um € 7 Mio. im Vergleich zum Vorjahreszeitraum, im Wesentlichen bedingt durch die Auflösung der Mitgliedschaft der Uniper Gesellschaften bei der Versorgungskasse Energie.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag haben sich von einem Steueraufwand von € 24 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 26 Mio. bzw. 108,3 % auf einen Steueraufwand von € 50 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum erhöht. Trotz des negativen Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern wurde im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum ein Steueraufwand ausgewiesen, da unter anderem wesentliche Abschreibungsbeträge nicht steuerwirksam sind und somit nicht zu Steuerentlastungen führten.

Ergebnis nach Ertragsteuern

Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € 97 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 3.982 Mio. auf € -3.885 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

9.6.3 Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2015 und 2014

Die nachfolgende Darstellung zeigt ausgewählte Finanzinformationen aus der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und zum 31. Dezember 2014 endenden Geschäftsjahre:

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	92.338	88.522	4,3
Strom- und Energiesteuern	-223	-297	-24,9
Umsatzerlöse	92.115	88.225	4,4
Bestandsveränderungen	4	-64	—
Andere aktivierte Eigenleistungen	46	81	-43,2
Sonstige betriebliche Erträge	10.825	9.462	14,4
Materialaufwand	-89.306	-84.501	5,7
Personalaufwand	-1.260	-1.329	-5,2
Abschreibungen	-5.357	-5.209	2,8
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-10.524	-9.319	12,9
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	60	-388	—
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.397	-3.042	-11,7
Finanzergebnis	36	-118	—
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-396	348	—
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.757	-2.812	-33,6

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe stiegen von € 88.225 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 3.890 Mio. bzw. 4,4 % auf € 92.115 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf einem mengenbedingten Gasumsatzanstieg im Segment Globaler Handel (siehe „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.7 Absatz der Uniper Gruppe in ausgewählten Kernmärkten“).

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre aufgeschlüsselt nach Produkten.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Strom	34.260	35.145	-2,5
Gas	54.459	49.255	10,6
Sonstige	3.396	3.825	-11,2
Summe	92.115	88.225	4,4

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe aus Gas stiegen von € 49.255 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 5.204 Mio. bzw. 10,6 % auf € 54.459 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Dieser Anstieg beruhte im Wesentlichen auf einer erheblichen volumenmäßigen Steigerung im Großhandelsbereich von Gas im Segment Globaler Handel. Teilweise wurde diese Entwicklung kompensiert durch eine Reduzierung des Absatzes von Gas an Industrie- und Geschäftskunden, der unter dem Vorjahresniveau lag und hauptsächlich auf wettbewerbsbedingte Kundenverluste zurückzuführen war.

Demgegenüber fielen die Umsatzerlöse aus Strom der Uniper Gruppe von € 35.145 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 885 Mio. bzw. 2,5 % auf € 34.260 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Ein wesentlicher Grund hierfür waren insgesamt gesunkene Durchschnittsverbräuche aufgrund verstärkter Energieeffizienzmaßnahmen der Kunden in Deutschland sowie in anderen EU-Ländern. In Großbritannien waren Effekte aus der gestiegenen Erzeugung durch Photovoltaikanlagen für den Rückgang verantwortlich. Weitere Ursachen waren der gesunkene Absatz an Industrie- und Geschäftskunden insbesondere bedingt durch den verschärften Wettbewerb und die durchschnittlich niedrigere individuelle Abnahmemenge in Großbritannien. Nachteilig wirkten sich ferner insgesamt geringere Absätze an externe Vertriebspartner im Segment Globaler Handel aus sowie die geringere Erzeugung durch Kohlekraftwerke, die auch durch gestiegene Handelsaktivitäten des Segments Globaler Handel nicht vollständig kompensiert werden konnten.

Insgesamt nachteilig wirkten sich auf die Umsatzerlöse das Absinken der allgemeinen Preisniveaus von Strom und Gas aus (siehe „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.5 Preisentwicklung bei Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten — (ii) Gasmarkt“ sowie „9.3.6 Entwicklung des Strompreises“).

Bestandsveränderungen

Die Bestandsveränderungen von € -64 Mio. im Geschäftsjahr 2014 veränderten sich um € 68 Mio. auf € 4 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Entwicklung beruhte vor allem auf höheren Füllständen der Gasspeicher im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014, dem wirkte jedoch das gefallene Preisniveau für Gas entgegen.

Andere aktivierte Eigenleistungen

Die anderen aktivierten Eigenleistungen sanken von € 81 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 35 Mio. bzw. 43,2 % auf € 46 Mio. im Geschäftsjahr 2015 und resultierten in beiden Geschäftsjahren im Wesentlichen aus verrechneten IT-, Material- und Personalkosten bei Neubauprojekten und im Netzbereich.

Sonstige betriebliche Erträge

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Erträge für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre:

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Erträge aus Währungskursdifferenzen	1.900	1.910	-0,5
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	7.232	7.064	2,4
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren ..	37	7	428,6
Zuschreibungen im Anlagevermögen	348	30	—
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	17	9	88,9
Übrige	1.291	442	192,1
Summe	10.825	9.462	14,4

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 9.462 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 1.363 Mio. bzw. 14,4 % auf € 10.825 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten stiegen von € 7.064 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 168 Mio. bzw. 2,4 % auf € 7.232 Mio. im Geschäftsjahr 2015. An den derivativen Finanzinstrumenten der Uniper Gruppe machten die Commodity-Derivate und hierbei im Wesentlichen die gas- und strombezogenen Derivate einen wesentlichen Anteil aus. Der kontinuierliche Anstieg der Erträge und Aufwendungen aus der Bewertung der Commodity-Derivate in den Geschäftsjahren 2014 und 2015 ist im Wesentlichen zurückzuführen auf Preisveränderungen ab dem Geschäftsjahr 2014, insbesondere im Gas- und Öl-Handel.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen blieben mit € 1.900 Mio. im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zu € 1.910 Mio. im Geschäftsjahr 2014 nahezu konstant. Auswirkungen hatten die niedrigeren realisierten Erträge aus Währungsderivaten von € 1.136 Mio. im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zu € 1.521 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Gegenläufig entwickelten sich die realisierten Erträge aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten von € 311 Mio. im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zu € 535 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Zusätzlich gegenläufig wirkte der Anstieg der unrealisierten Erträge aus der Stichtagskursumrechnung um € 151 Mio. auf € 229 Mio. im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zu € 78 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Effekte aus der Währungsumrechnung sind im Wesentlichen zurückzuführen auf die Volatilität der Wechselkurse von Forderungen und Verbindlichkeiten in US-Dollar, Britischem Pfund und Schwedischen Kronen.

Die Zuschreibungen im Sachanlagevermögen stiegen von € 30 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 318 Mio. auf € 348 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Grund hierfür war eine Zuschreibung auf ein Kraftwerk in Großbritannien im Geschäftsjahr 2015.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 442 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 849 Mio. bzw. 192,1 % auf € 1.291 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Grund hierfür waren insbesondere die im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014 um € 670 Mio. höheren Erträge aus der Weiterbelastung von Kosten im Rahmen einer „Cost-Plus Fee“-Vereinbarung an einen Minderheitsgesellschafter. Weiterhin wurden Erträge aus der Weiterbelastung von Lieferungen und Leistungen (Geschäftsjahr 2015: € 208 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 216 Mio.), ein einmaliger Ertrag aus der Ablösung eines Darlehens im Geschäftsjahr 2015 von € 115 Mio., Erträge aus Erstattungs- und Schadensersatzansprüchen (Geschäftsjahr 2015: € 95 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 28 Mio.) sowie Erträge aus Versicherungsprämien als übrige sonstige betriebliche Erträge berichtet.

Materialaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Materialaufwand für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre:

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	88.297	83.830	5,3
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.009	671	50,4
Summe	89.306	84.501	5,7

Der Materialaufwand stieg von € 84.501 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 4.805 Mio. bzw. 5,7 % auf € 89.306 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf gestiegenen Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren, die sich um € 4.467 Mio. bzw. 5,3 % von € 83.830 Mio. im Geschäftsjahr 2014 auf € 88.297 Mio. im Geschäftsjahr 2015 erhöhten. Diese Erhöhung beruhte im Wesentlichen auf einem höheren Aufwand für die Gasbeschaffung im Segment Globaler Handel.

Die Aufwendungen für den Bezug von Gas und Strom, die einen Großteil der Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren darstellten, betrugen im Geschäftsjahr 2014 € 77.174 Mio. und im Geschäftsjahr 2015 € 80.571 Mio.

Über die Hälfte der Gesamtaufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren entfielen auf Gasgeschäfte. Trotz des gefallenen Preisniveaus von Gas, das sich aufgrund von Preisformeln und Preisanpassungsklauseln auch in langfristigen Bezugsverträgen niederschlug, stiegen die Gasbezugskosten von € 49.015 Mio. im Geschäftsjahr 2014 auf € 53.706 Mio. im Geschäftsjahr 2015, was auf einem erhöhten Bezugsvolumen beruhte.

Die konventionellen Brennstoffkosten der Stromerzeugung reduzierten sich von € 1.399 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 350 Mio. bzw. 25,0 % auf € 1.048 Mio. im Geschäftsjahr 2015, was im Wesentlichen auf dem gefallenem Preisniveau beruhte.

Die Aufwendungen für CO₂-Zertifikate reduzierten sich im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014, sowohl aufgrund von Preis- als auch von Volumeneffekten, da für stillgelegte Erzeugungseinheiten keine CO₂-Zertifikate mehr benötigt wurden.

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen stiegen von € 671 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 338 Mio. bzw. 50,4 % auf € 1.009 Mio. im Geschäftsjahr 2015 und beinhalteten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen in Bezug auf das Kraftwerkportfolio der Uniper Gruppe, die sich von € 221 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 79 Mio. bzw. 35,7 % auf € 300 Mio. im Geschäftsjahr 2015 erhöhten, sowie sonstige bezogene Leistungen, die sich von € 370 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 191 Mio. bzw. 51,6 % auf € 561 Mio. im Geschäftsjahr 2015 erhöhten.

Personalaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Personalaufwand für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre:

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Löhne und Gehälter	948	1.069	-11,3
Soziale Abgaben	167	150	11,3
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	145	110	31,8
<i>für Altersversorgung</i>	144	108	33,3
Summe	1.260	1.329	-5,2

Der Personalaufwand sank von € 1.329 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 69 Mio. bzw. 5,2 % auf € 1.260 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf Effekten im Zusammenhang mit lokalen Restrukturierungsprogrammen und dem gruppenübergreifenden Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 sowie der organisatorischen Neuaufstellung des Kraftwerksbereichs. Die damit verbundenen Maßnahmen führten zu entsprechend niedrigeren Personalbeständen. Neben der Verringerung der Aufwendungen für Löhne und Gehälter verringerten sich auch die Kosten für Restrukturierungsmaßnahmen. Gegenläufig wirkten höhere Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung.

Abschreibungen

Die Abschreibungen stiegen von € 5.209 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 148 Mio. bzw. 2,8 % auf € 5.357 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Entwicklung war u. a. auf den Anstieg der außerplanmäßigen Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen. Insbesondere erfolgten darüber hinaus außerplanmäßige Abschreibungen auf den Goodwill in Höhe von € 2,4 Mrd. zum 31. Dezember 2015, wobei der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt in Höhe von € 2,1 Mrd. auf die Vollabschreibung des Goodwills im Segment Europäische Erzeugung, die im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose resultierte, zurückzuführen war. Im Segment Internationale Stromerzeugung wurde der Goodwill in Höhe von € 0,3 Mrd. zum 31. Dezember 2015 aufgrund einer verschlechterten Ertragsprognose und höherer Kapitalkosten abgeschrieben. Die Abschreibungen werden unter „9.8 Ausgewählte Posten der Bilanz der Uniper Gruppe“ im Detail dargestellt.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Aufwendungen für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	1.883	2.005	-6,1
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	6.718	5.898	13,9
Sonstige Steuern	216	218	-0,9
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	21	6	250,0
Übrige	1.686	1.192	41,4
Summe	10.524	9.319	12,9

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen stiegen von € 9.319 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 1.205 Mio. bzw. 12,9 % auf € 10.524 Mio. im Geschäftsjahr 2015, vor allem aufgrund eines Anstiegs von Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten und übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen, die nur teilweise durch den Rückgang bei den Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen kompensiert wurden.

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten erhöhten sich von € 5.898 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 820 Mio. bzw. 13,9 % auf € 6.718 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Dieser

Anstieg resultierte im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen aus der Marktbewertung von Warendermingeschäften im Geschäftsjahr 2015. Zur Entwicklung der Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten siehe die Erläuterungen zu den sonstigen betrieblichen Erträgen.

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen sanken von € 2.005 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 122 Mio. bzw. 6,1 % auf € 1.883 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Diese Entwicklung war im Wesentlichen auf die Verringerung der realisierten Aufwendungen aus Währungsderivaten zurückzuführen, die von € 1.607 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 463 Mio. bzw. 28,8 % auf € 1.144 Mio. im Geschäftsjahr 2015 sanken. Gegenläufig stiegen die realisierten Aufwendungen aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten von € 313 Mio. im Geschäftsjahr 2014 auf € 504 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Zusätzlich gegenläufig wirkte der Anstieg der unrealisierten Aufwendungen aus der Stichtagskursumrechnung um € 150 Mio. von € 85 Mio. im Geschäftsjahr 2014 auf € 235 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen stiegen von € 1.192 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 494 Mio. bzw. 41,4 % auf € 1.686 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Erfasst wurden hierbei im Wesentlichen Fremdleistungen (Geschäftsjahr 2015: € 333 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 256 Mio.), sowie IT-Aufwendungen (Geschäftsjahr 2015: € 203 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 218 Mio.). Die Fremdleistungen wurden größtenteils von nahestehenden Unternehmen erbracht und zu marktüblichen Konditionen abgerechnet. In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen ist weiterhin eine pauschalisierte Dienstleistungsumlage gegenüber der E.ON SE und der E.ON Sverige AB enthalten. Die Aufwendungen dafür stiegen von € 120 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 41 Mio. bzw. 34,2 % auf € 161 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Des Weiteren sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte (Geschäftsjahr 2015: € 1 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 97 Mio.), versicherungstechnischer Aufwand und Versicherungsprämien (Geschäftsjahr 2015: € 72 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 31 Mio.), Mieten und Pachten (Geschäftsjahr 2015: € 66 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 60 Mio.), externe Beratungs- und Prüfungskosten (Geschäftsjahr 2015: € 27 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 44 Mio.), Werbe- und Marketingaufwendungen (Geschäftsjahr 2015: € 21 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 20 Mio.) und Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Darlehensforderungen (Geschäftsjahr 2015: € 358 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 27 Mio.) enthalten. Der Anstieg der Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen im Geschäftsjahr 2015 resultierte vor allem aus einer Wertberichtigung auf einer Darlehensforderung gegen eine schwedische at equity Beteiligung.

Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen stieg von € -388 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 448 Mio. auf € 60 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Grund hierfür waren im Wesentlichen die im Geschäftsjahr 2014 vorgenommenen Abschreibungen auf die brasilianische Beteiligung ENEVA.

Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern

Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € -3.042 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 355 Mio. bzw. 11,7 % auf € -3.397 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Finanzergebnis

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung des Finanzergebnisses für die jeweils zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Erträge aus Beteiligungen	5	12	-58,3
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-17	-2	750
Beteiligungsergebnis	-12	10	—
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	380	388	-2,1
<i>Available-for-Sale</i>	276	153	80,4
<i>Loans and Receivables</i>	91	141	-35,5
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinserträge</i>	13	94	-86,2
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-332	-516	-35,7
<i>Amortized Cost</i>	-158	-157	0,6
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-174	-359	-51,5
Zinsergebnis	48	-128	—
Finanzergebnis	36	-118	—

Das Finanzergebnis stieg von € -118 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 154 Mio. auf € 36 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Verbesserung des Finanzergebnisses im Geschäftsjahr 2015 gegenüber dem Geschäftsjahr 2014 beruhte im Wesentlichen auf der Entwicklung des Zinsergebnisses, welches teilweise durch den Rückgang des Beteiligungsergebnisses kompensiert wurde.

Das Zinsergebnis verbesserte sich von € -128 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 176 Mio. auf € 48 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen sanken von € 516 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 184 Mio. bzw. 35,7 % auf € 332 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnlichen Erträge sanken ebenfalls von € 388 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 8 Mio. bzw. 2,1 %, auf € 380 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Darin erhalten sind Erträge aus dem schwedischen Fonds für Nuklearabfall (Geschäftsjahr 2015: € 273 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 151 Mio.). Der Rückgang der sonstigen Zinsaufwendungen im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014 beruhte im Wesentlichen auf geringen Aufwendungen im Zusammenhang mit der Aufzinsung der sonstigen langfristigen Rückstellungen.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag haben sich von einem Steuerertrag in Höhe von € 348 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 744 Mio. auf einen Steueraufwand in Höhe von € 396 Mio. im Geschäftsjahr 2015 verändert. Die Steuerquote betrug -12 % im Geschäftsjahr 2015 und 11 % im Geschäftsjahr 2014. Die Veränderung der Steuerquote war im Wesentlichen auf nicht steuerwirksame Abschreibungsbeträge zurückzuführen. Darüber hinaus führten Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern zu einer Belastung der Steuerquote.

Ergebnis nach Ertragsteuern

Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € -2.812 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 945 Mio. bzw. 33,6 % auf € -3.757 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

9.6.4 Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2014 und 2013

Die nachfolgende Darstellung zeigt ausgewählte Finanzinformationen aus der kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern	88.522	95.097	-6,9
Strom- und Energiesteuern	-297	-347	-14,4
Umsatzerlöse	88.225	94.750	-6,9
Bestandsveränderungen	-64	-17	276,5
Andere aktivierte Eigenleistungen	81	81	0
Sonstige betriebliche Erträge	9.462	4.572	107,0
Materialaufwand	-84.501	-91.256	-7,4
Personalaufwand	-1.329	-1.442	-7,8
Abschreibungen	-5.209	-2.191	137,7
Sonstige betriebliche Aufwendungen	-9.319	-5.082	83,4
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen	-388	-340	-14,1
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.042	-925	-228,9
Finanzergebnis	-118	-148	20,3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	348	-60	—
Ergebnis nach Ertragsteuern	-2.812	-1.133	-148,2

Umsatzerlöse

Die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe sanken von € 94.750 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 6.525 Mio. bzw. 6,9 % auf € 88.225 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Der Rückgang beruhte hauptsächlich auf dem Umsatzrückgang im Segment Globaler Handel, der vor allem dem Rückgang der Absatzmengen für Gas und Strom (siehe „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.7 Absatz der Uniper Gruppe in ausgewählten Kernmärkten“) sowie dem erheblichen Absinken des allgemeinen Preisniveaus für Gas und Strom zuzuschreiben war.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre, aufgeschlüsselt nach Produkten.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Strom	35.145	37.150	-5,4
Gas	49.255	53.984	-8,8
Sonstige	3.825	3.616	5,8
Summe	88.225	94.750	-6,9

Der Rückgang der Umsatzerlöse im Geschäftsjahr 2014 für Strom und Gas im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 beruhte im Wesentlichen auf dem Rückgang der Absatzmengen für Gas und Strom. Das Absinken der Absatzmenge von Gas im Geschäftsjahr 2014 wurde durch die warme Witterung im ersten Quartal 2014 und ein Überangebot an Gas verstärkt. Der Rückgang des Stromabsatzes wurde getrieben durch zunehmende Überkapazitäten aufgrund des starken Ausbaus von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbaren Energien sowie den zunehmenden Wettbewerb, der insbesondere den Verlust von Industrie- und Geschäftskunden nach sich zog (siehe „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.7 Absatz der Uniper Gruppe in ausgewählten Kernmärkten“).

Insgesamt nachteilig wirkten sich auf die Umsatzerlöse das erhebliche Absinken des allgemeinen Preisniveaus von Strom und Gas (siehe „9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.5 Preisentwicklung bei Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten — (ii) Gasmarkt“ sowie „9.3.6 Entwicklung des Strompreises“) sowie niedrigere Erlöse aus Verträgen mit Großkunden aus, wobei letzteres insbesondere auf Preisanpassungen an das niedrigere Preisniveau und auf dem Verlust von Kunden an Wettbewerber beruhte.

Der Rückgang der Umsatzerlöse im Geschäftsjahr 2014 wurde zudem durch planmäßige und außerplanmäßige Stilllegungen von Kraftwerken beeinflusst. Verstärkt wurde dieser Effekt durch ungeplante Reparaturmaßnahmen an Wasserkraftwerken und ein eher trockenes Wasserjahr.

Bestandsveränderungen

Die Bestandsveränderungen von € -17 Mio. im Geschäftsjahr 2013 veränderten sich um € 47 Mio. auf € -64 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Dies war vor allem auf niedrigere Füllstände der Gasspeicher im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 sowie auf deren niedrigere Bewertung aufgrund des gefallenen Preisniveaus für Gas zurückzuführen.

Andere aktivierte Eigenleistungen

Die anderen aktivierten Eigenleistungen lagen konstant im Geschäftsjahr 2014 bei € 81 Mio. und im Geschäftsjahr 2013 bei € 81 Mio. und resultierten in beiden Geschäftsjahren im Wesentlichen aus verrechneten IT-, Material- und Personalkosten bei Neubauprojekten und im Netzbereich.

Sonstige betriebliche Erträge

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Erträge für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Erträge aus Währungskursdifferenzen	1.910	1.465	30,4
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	7.064	2.424	191,4
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren . .	7	43	-83,7
Zuschreibungen im Anlagevermögen	30	177	-83,1
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	9	9	-0
Übrige	442	454	-2,6
Summe	9.462	4.572	107,0

Die sonstigen betrieblichen Erträge stiegen von € 4.572 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 4.890 Mio. bzw. 107,0 % auf € 9.462 Mio. im Geschäftsjahr 2014, vor allem aufgrund eines starken Anstiegs von Erträgen aus derivativen Finanzinstrumenten und Währungskursdifferenzen, die zum Teil durch geringere Erträge aus Zuschreibungen im Anlagevermögen und aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren kompensiert wurden. Diese Entwicklung korrespondierte mit gestiegenen Aufwendungen für derivative Finanzinstrumente.

Die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten stiegen von € 2.424 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 4.640 Mio. bzw. 191,4 % auf € 7.064 Mio. im Geschäftsjahr 2014. An den derivativen Finanzinstrumenten der Uniper Gruppe machen die Commodity-Derivate und hierbei im Wesentlichen die gas- und strombezogenen Derivate einen wesentlichen Anteil aus. Der kontinuierliche Anstieg der Erträge und Aufwendungen aus der Bewertung der Commodity-Derivate in den Geschäftsjahren 2013 und 2014 ist im Wesentlichen zurückzuführen auf Preisveränderungen ab dem Geschäftsjahr 2014, insbesondere im Gas- und Öl-Handel.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen erhöhten sich von € 1.465 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 445 Mio. bzw. 30,4 % auf € 1.910 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Veränderung beruhte im Wesentlichen auf höheren realisierten Erträgen aus Währungsderivaten von € 1.521 Mio. im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zu € 962 Mio. im Geschäftsjahr 2013 sowie gegenläufig auf niedrigeren realisierten Erträgen aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten von € 311 Mio. im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zu € 451 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Zusätzlich ergaben sich Effekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von € 78 Mio. im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zu € 52 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Die Effekte aus der Währungsumrechnung sind im Wesentlichen zurückzuführen auf die Volatilität der Wechselkurse von Forderungen und Verbindlichkeiten in US-Dollar, Britischem Pfund und Schwedischen Kronen.

Die Zuschreibungen im Sachanlagevermögen sanken von € 177 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 147 Mio. bzw. 83,1 % auf € 30 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Erträge blieben mit € 442 Mio. im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zu € 454 Mio. im Geschäftsjahr 2013 nahezu konstant. Es wurden Erträge aus der Weiterbelastung von Lieferungen und Leistungen (Geschäftsjahr 2014: € 216 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 193 Mio.), Erträge aus Erstattungs- und Schadensersatzansprüchen (Geschäftsjahr 2014: € 28 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 2 Mio.) sowie Erträge aus Versicherungsprämien als übrige sonstige betriebliche Erträge berichtet.

Materialaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Materialaufwand für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	83.830	90.428	-7,3
Aufwendungen für bezogene Leistungen	671	828	-19,0
Summe	84.501	91.256	-7,4

Der Materialaufwand ging von € 91.256 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 6.755 Mio. bzw. 7,4 % auf € 84.501 Mio. im Geschäftsjahr 2014 zurück, vor allem aufgrund von niedrigeren Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren, die sich um € 6.598 Mio. bzw. 7,3 % von € 90.428 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 83.830 Mio. im Geschäftsjahr 2014 reduzierten.

Die Aufwendungen für den Bezug von Gas und Strom, die einen Großteil der Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren darstellten, betrug im Geschäftsjahr 2013 € 81.359 Mio. und im Geschäftsjahr 2014 € 77.174 Mio.

Die Gasbezugskosten verringerten sich von € 52.935 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 49.015 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Dies beruhte einerseits auf einem geringeren Bezugsvolumen, insbesondere aufgrund des klimatisch milden Winters im Geschäftsjahr 2014, und andererseits auf dem erheblich gefallenem Preisniveau, das sich aufgrund von Preisformeln und Preisanpassungsklauseln auch in langfristigen Bezugsverträgen niederschlug.

Die konventionellen Brennstoffkosten der Stromerzeugung reduzierten sich von € 1.634 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 1.399 Mio. im Geschäftsjahr 2014, was im Wesentlichen auf dem gefallenem Preisniveau beruhte.

Gleiches galt für die Aufwendungen für CO₂-Zertifikate, die sich im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 signifikant reduzierten, was insbesondere auf die fallenden Preise für CO₂-Zertifikate im Geschäftsjahr 2014 infolge der Überversorgung mit CO₂-Zertifikaten zurückzuführen war.

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen sanken von € 828 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 157 Mio. bzw. 19,0 % auf € 671 Mio. im Geschäftsjahr 2014 und beinhalteten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen insbesondere aufgrund von Reparaturarbeiten in den Kraftwerken in Staudinger und Heyden.

Personalaufwand

Die nachfolgende Tabelle zeigt den Personalaufwand für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Löhne und Gehälter	1.069	1.151	-7,1
Soziale Abgaben	150	174	-13,8
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	110	117	-6,0
<i>für Altersversorgung</i>	108	115	-6,1
Summe	1.329	1.442	-7,8

Der Personalaufwand sank von € 1.442 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 113 Mio. bzw. 7,8 % auf € 1.329 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Der Rückgang resultierte im Wesentlichen aus den Effekten im Zusammenhang mit lokalen Restrukturierungsprogrammen und dem gruppenübergreifenden Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 sowie aus der organisatorischen Neuaufstellung des Kraftwerksbereichs, die zu einem niedrigeren Personalbestand führten. Der infolgedessen geringere Aufwand für Löhne und Gehälter sowie Sozialabgaben und Infrastrukturkosten wurde durch die gestiegenen Restrukturierungskosten teilweise kompensiert.

Abschreibungen

Die Abschreibungen stiegen von € 2.191 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 3.018 Mio. bzw. 137,7 % auf € 5.209 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Diese Entwicklung war überwiegend auf den Anstieg der außerplanmäßigen Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen zurückzuführen, die im Geschäftsjahr 2014 in Höhe von € 3,1 Mrd. und im Geschäftsjahr 2013 in Höhe von € 1,0 Mrd. erfolgten. Die Abschreibungen werden unter „9.8 Ausgewählte Posten der Bilanz der Uniper Gruppe“ im Detail dargestellt.

Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die nachfolgende Tabelle zeigt die sonstigen betrieblichen Aufwendungen für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	2.005	1.415	41,7
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	5.898	2.105	180,2
Sonstige Steuern	218	244	-10,7
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	6	49	-87,8
Übrige	1.192	1.269	-6,1
Summe	9.319	5.082	83,4

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen stiegen von € 5.082 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 4.237 Mio. bzw. 83,4 % auf € 9.319 Mio. im Geschäftsjahr 2014, vor allem aufgrund eines starken Anstiegs von Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten und Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen, die nur teilweise durch leichte Rückgänge bei den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen, Verlusten aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren und sonstigen Steuern kompensiert wurden.

Die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten erhöhten sich von € 2.105 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 3.793 Mio. bzw. 180,2 % auf € 5.898 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Dieser Anstieg resultierte im Wesentlichen aus höheren Aufwendungen aus der Marktbewertung von Warentermingeschäften im Geschäftsjahr 2014. Zur Entwicklung der Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten siehe die Erläuterungen zu den sonstigen betrieblichen Erträgen.

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen stiegen von € 1.415 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 590 Mio. bzw. 41,7 % auf € 2.005 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Steigerung war im Wesentlichen auf die von € 866 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 741 Mio. bzw. 85,6 % auf € 1.607 Mio. im Geschäftsjahr 2014 gestiegenen realisierten Aufwendungen aus Währungsderivaten beeinflusst. Gegenläufig sanken die realisierten Aufwendungen aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten von € 519 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 206 Mio. bzw. 39,7 % auf 313 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Aus der Stichtagskursumrechnung erhöhten sich die unrealisierten Effekte von € 30 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 85 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen gingen von € 1.269 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 77 Mio. bzw. 6,1 % auf € 1.192 Mio. im Geschäftsjahr 2014 zurück. Erfasst wurden hierbei im Wesentlichen Fremdleistungen (Geschäftsjahr 2014: € 256 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 285 Mio.), sowie IT-Aufwendungen (Geschäftsjahr 2014: € 218 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 205 Mio.). Die Fremdleistungen wurden größtenteils von nahestehenden Unternehmen erbracht und zu

marktüblichen Konditionen abgerechnet. In den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen ist weiterhin eine pauschalierte Dienstleistungsumlage gegenüber der E.ON SE und der E.ON Sverige AB enthalten. Die Aufwendungen dafür verringerten sich von € 172 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 52 Mio. bzw. 30,2 % auf € 120 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Des Weiteren sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte (Geschäftsjahr 2014: € 97 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 0 Mio.), versicherungstechnischer Aufwand und Versicherungsprämien (Geschäftsjahr 2014: € 31 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 42 Mio.), Mieten und Pachten (Geschäftsjahr 2014: € 60 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 50 Mio.), externe Beratungs- und Prüfungskosten (Geschäftsjahr 2014: € 44 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 37 Mio.), Werbe- und Marketingaufwendungen (Geschäftsjahr 2014: € 20 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 27 Mio.) und Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Darlehensforderungen (Geschäftsjahr 2014: € 27 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 86 Mio.) enthalten.

Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen

Das Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen verringerte sich von € -340 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 48 Mio. bzw. 14,1 % auf € -388 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Wesentliche negative Effekte stellten die im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 um € 125 Mio. gestiegenen Abschreibungen bei der at equity Beteiligung ENEVA sowie das im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 wegen des Kursverfalls des Russischen Rubel um € 30 Mio. gesunkene at equity Ergebnis der Betreibergesellschaft des russischen Gasfeldes Yushno Russkoje, SNGP, dar.

Positive Auswirkungen hatte im Geschäftsjahr 2014 die Steigerung des Ergebnisbeitrags der, durch die PEGI gehaltenen, Beteiligung an der Nord Stream AG.

Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern

Das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern sank von € -925 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 2.117 Mio. bzw. 228,9 % auf € -3.042 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Finanzergebnis

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Zusammensetzung des Finanzergebnisses für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Erträge aus Beteiligungen	12	25	-52,0
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-2	-2	0
Beteiligungsergebnis	10	23	-56,5
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	388	258	50,4
<i>Available-for-Sale</i>	153	28	446,4
<i>Loans and Receivables</i>	141	171	-17,5
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinserträge</i>	94	59	59,3
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-516	-429	20,3
<i>Amortized Cost</i>	-157	-135	16,3
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-359	-294	22,1
Zinsergebnis	-128	-171	25,1
Finanzergebnis	-118	-148	20,3

Das Finanzergebnis verbesserte sich von € -148 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 30 Mio. bzw. 20,3 % auf € -118 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Verbesserung des Finanzergebnisses im Geschäftsjahr 2014 gegenüber dem Geschäftsjahr 2013 beruhte im Wesentlichen auf der Entwicklung des Zinsergebnisses, welches teilweise durch den Rückgang des Beteiligungsergebnisses kompensiert wurde.

Das Zinsergebnis verbesserte sich von € -171 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 43 Mio. bzw. 25,1 % auf € -128 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Zinsen und ähnlichen Aufwendungen erhöhten sich von € 429 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 87 Mio. bzw. 20,3 % auf € 516 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge erhöhten sich ebenfalls von € 258 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 130 Mio. bzw. 50,4 % auf € 388 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Diese Erträge stammen überwiegend aus dem schwedischen Fonds für Nuklearabfall (Geschäftsjahr 2014: € 151 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 27 Mio.). Der Anstieg der sonstigen Zinsaufwendungen im Geschäftsjahr 2014 gegenüber dem Geschäftsjahr 2013 resultierte vor allem aus Zinsänderungen im Zusammenhang mit der Bewertung der sonstigen langfristigen Rückstellungen. Gegenläufig wirkte ein Anstieg der steuerlich bedingten Zinsaufwendungen.

Demgegenüber sank das Beteiligungsergebnis von € 23 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 13 Mio. bzw. 56,5 % auf € 10 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag haben sich von einem Steueraufwand in Höhe von € 60 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 408 Mio. in einen Steuerertrag in Höhe von € 348 Mio. im Geschäftsjahr 2014 verändert. Die Steuerquote betrug 11 % im Geschäftsjahr 2014 und -6 % im Geschäftsjahr 2013. Die Veränderung der Steuerquote war im Wesentlichen auf nicht steuerwirksame Abschreibungsbeträge zurückzuführen. Darüber hinaus führten Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern zu einer Belastung der Steuerquote.

Ergebnis nach Ertragsteuern

Das Ergebnis nach Ertragsteuern sank von € -1.133 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 1.679 Mio. bzw. 148,2 % auf € -2.812 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

9.7 VERGLEICH DER ERTRAGSLAGE — ANALYSE DER SEGMENTINFORMATIONEN

9.7.1 Überblick

Die nachfolgende Tabelle zeigt ausgewählte Finanzinformationen für die Segmente der Uniper Gruppe für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume und die jeweils zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015 (ungeprüft)	2015 (in Mio. €)	2014 (geprüft)	2013 (geprüft)
Umsatzerlöse					
Europäische Erzeugung	3.250	3.902	7.563	8.246	9.083
Innenumsatz	1.786	2.371	4.547	5.024	5.654
Außenumsatz	1.464	1.531	3.016	3.222	3.429
Globaler Handel	32.827	44.619	91.207	86.672	93.767
Innenumsatz	1.475	1.808	3.235	3.196	4.322
Außenumsatz	31.352	42.811	87.972	83.476	89.445
Internationale Stromerzeugung	510	556	1.134	1.529	1.879
Innenumsatz	—	—	—	—	—
Außenumsatz	510	556	1.134	1.529	1.879
Administration/Konsolidierung	-3.260	-4.166	-7.789	-8.222	-9.979
Innenumsatz	-3.261	-4.179	-7.782	-8.220	-9.976
Außenumsatz	1	13	-7	-2	-3
Summe Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750
Adjusted EBIT					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	120	195	506	539	504
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.095	334	262	173	328
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	-39	106	236	316	410
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-41	-90	-203	-202	-194
Summe Adjusted EBIT⁽¹⁾	1.135	545	801	826	1.048
Adjusted EBITDA					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	406	515	1.125	1.331	1.254
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.165	420	449	362	546
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	5	150	335	465	609
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-36	-85	-192	-192	-182
Summe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte, für weitere Informationen und eine Überleitungsrechnung siehe „9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“.

9.7.2 Vergleich der Ertragslage in den zum 30. Juni 2016 und 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeiträumen

Umsatzerlöse, Adjusted EBIT und Adjusted EBITDA

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse, das Adjusted EBIT und das Adjusted EBITDA für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume aufgeschlüsselt nach Segmenten.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Veränderung (in Prozent)
	2016 (in Mio. €)	2015 (ungeprüft)	
Umsatzerlöse			
Europäische Erzeugung	3.250	3.902	-16,7
Innenumsatz	1.786	2.371	-24,7
Außenumsatz	1.464	1.531	-4,4
Globaler Handel	32.827	44.619	-26,4
Innenumsatz	1.475	1.808	-18,4
Außenumsatz	31.352	42.811	-26,8
Internationale Stromerzeugung	510	556	-8,3
Innenumsatz	—	—	—
Außenumsatz	510	556	-8,3
Administration/Konsolidierung	-3.260	-4.166	21,7
Innenumsatz	-3.261	-4.179	22,0
Außenumsatz	1	13	-92,3
Summe Umsatzerlöse	33.327	44.911	-25,8
Adjusted EBIT			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	120	195	-38,5
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.095	334	227,8
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	-39	106	—
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-41	-90	54,4
Summe Adjusted EBIT⁽¹⁾	1.135	545	108,3
Adjusted EBITDA			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	406	515	-21,2
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.165	420	177,4
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	5	150	-96,7
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-36	-85	57,6
Summe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.540	1.000	54,0

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte, für weitere Informationen und eine Überleitungsrechnung siehe „9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“.

Europäische Erzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 3.902 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 652 Mio. bzw. 16,7 % auf € 3.250 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Die Außenumsätze im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 1.531 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 67 Mio. bzw. 4,4 % auf € 1.464 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das Adjusted EBIT im Segment Europäische Erzeugung sank von € 195 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 75 Mio. bzw. 38,5 % auf € 120 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das Adjusted EBITDA im Segment Europäische Erzeugung sank von € 515 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 109 Mio. bzw. 21,2 % auf € 406 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Der Rückgang der Außenumsätze war vor allem auf geringere Preise und Mengen zurückzuführen. Beim Adjusted EBIT wirkten sich insbesondere die genannten Preis- und Mengeneffekte negativ aus, die nur teilweise durch operative Maßnahmen kompensiert werden konnten.

Neben den marktbedingten Margenrückgängen wirkten sich bei den Wasserkraftwerken in Schweden im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auch geringere Wassermengen negativ auf das Adjusted EBIT aus.

In Summe konnten diese negativen Effekte nur teilweise durch operative Gegenmaßnahmen kompensiert werden, wie z. B. durch eine höhere Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Oskarshamn in Schweden. Zusätzlich positiv wirkte die Inbetriebnahme des Kraftwerks Maasvlakte 3 in den Niederlanden.

Globaler Handel

Die Umsatzerlöse im Segment Globaler Handel sanken von € 44.619 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 11.792 Mio. bzw. 26,4 % auf € 32.827 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Die Außenumsätze im Segment Globaler Handel sanken von € 42.811 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 11.459 Mio. bzw. 26,8 % auf € 31.352 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das Adjusted EBIT im Segment Globaler Handel stieg von € 334 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 761 Mio. bzw. 227,8 % auf € 1.095 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das Adjusted EBITDA im Segment Globaler Handel stieg von € 420 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 745 Mio. bzw. 177,4 % auf € 1.165 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Im Gasgeschäft war der Rückgang der Umsatzerlöse im Wesentlichen auf im Vergleich zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum fallende Gaspreise sowie auf die geringeren physischen Absatzmengen im Großhandelsgeschäft zurückzuführen. Auf die Umsatzerlöse im Stromgeschäft wirkten sich das im Vergleich zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum niedrigere Preisniveau und die geringere Produktion von Erzeugungseinheiten aus.

Beim Adjusted EBIT wirkten sich im Gasgeschäft maßgeblich die erzielte Einigung mit Gazprom auf die Anpassung der Preiskonditionen auf aktuelle Marktverhältnisse im Zusammenhang mit langfristigen Gaslieferverträgen und der damit in Verbindung stehende Einmal-Effekt aus der ergebniswirksamen Auflösung von Rückstellungen für in der Vergangenheit liegende Lieferperioden aus. Der Anstieg im Stromgeschäft resultierte im Wesentlichen aus dem geänderten Übergabeprozess von Kapazitäten zwischen dem Segment Globaler Handel und dem Segment Europäische Erzeugung. Der Ergebnisbeitrag der Aktivität Gasfeld Yushno Russkoje wurde im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum von einem geringeren Preisniveau und von einer für dieses Geschäftsjahr geplanten Reduzierung der zugeteilten Gasvolumen negativ beeinflusst. Da es in den Geschäftsjahren von 2009 bis 2015 zu Überproduktionen und Zuviellieferungen gekommen war, erfolgte im Geschäftsjahr 2016 eine Reduzierung der Gaszuteilungen an die Uniper Gruppe als Ausgleich (sog. *make-up Jahr*).

Internationale Stromerzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Internationale Stromerzeugung sanken von € 556 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 46 Mio. bzw. 8,3 % auf € 510 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Es handelte sich hierbei ausschließlich um Außenumsätze. Das Adjusted EBIT im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 106 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 145 Mio. auf € -39 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das Adjusted EBITDA im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 150 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 145 Mio. bzw. 96,7 % auf € 5 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum.

Der Rückgang der Umsatzerlöse war insbesondere auf negative Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen, die positive Effekte aus höheren Strom- und Kapazitätsbeiträgen des Kraftwerks Surgutskaya und gestiegene Kapazitätspreise für neue Kraftwerke überkompensierten. Beim Adjusted EBIT wirkten sich die unfallbedingte Stilllegung des 800MW-Blocks des Kraftwerks Berjosowskaja im Februar 2016 und der dadurch verursachte Teilabgang des Kessels aus dem Sachanlagevermögen negativ aus. Positiv wirkten sich ein Anstieg der Preise auf dem Day-ahead-Markt und höhere Tarifzahlungen für neue Kapazitäten aus. Ferner fielen die Verluste aus Brasilien geringer als im Vorjahr aus.

Administration/Konsolidierung

Die dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnenden Umsatzerlöse stiegen von €-4.166 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 906 Mio. bzw. 21,7 % auf €-3.260 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Es handelte sich hierbei fast ausschließlich um interne Umsatzerlöse. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBIT stieg von €-90 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 49 Mio. auf €-41 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBITDA stieg von €-85 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 49 Mio. auf €-36 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Ursache hierfür waren insbesondere geringere Kosten als im Vergleichszeitraum.

9.7.3 Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2015 und 2014

Umsatzerlöse, Adjusted EBIT und Adjusted EBITDA

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse, das Adjusted EBIT und das Adjusted EBITDA für die zum 31. Dezember 2015 und 2014 endenden Geschäftsjahre, aufgeschlüsselt nach Segmenten.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2015 (geprüft) (in Mio. €)	2014	
Umsatzerlöse			
Europäische Erzeugung	7.563	8.246	-8,3
Innenumsatz	4.547	5.024	-9,5
Außenumsatz	3.016	3.222	-6,4
Globaler Handel	91.207	86.672	5,2
Innenumsatz	3.235	3.196	1,2
Außenumsatz	87.972	83.476	5,4
Internationale Stromerzeugung	1.134	1.529	-25,8
Innenumsatz	—	—	—
Außenumsatz	1.134	1.529	-25,8
Administration/Konsolidierung	-7.789	-8.222	5,3
Innenumsatz	-7.782	-8.220	5,3
Außenumsatz	-7	-2	—
Summe Umsatzerlöse	92.115	88.225	4,4
Adjusted EBIT			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	506	539	-6,1
Globaler Handel ⁽¹⁾	262	173	51,4
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	236	316	-25,3
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-203	-202	-0,5
Summe Adjusted EBIT⁽¹⁾	801	826	-3,0
Adjusted EBITDA			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	1.125	1.331	-15,5
Globaler Handel ⁽¹⁾	449	362	24,0
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	335	465	-28,0
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-192	-192	0
Summe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.717	1.966	-12,7

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte, für weitere Informationen und eine Überleitungsrechnung siehe „9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“.

Europäische Erzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 8.246 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 683 Mio. bzw. 8,3 % auf € 7.563 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Außenumsätze im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 3.222 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 206 Mio. bzw. 6,4 % auf € 3.016 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das Adjusted EBIT im Segment Europäische

Erzeugung sank von € 539 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 33 Mio. bzw. 6,1 % auf € 506 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das Adjusted EBITDA im Segment Europäische Erzeugung sank von € 1.331 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 206 Mio. bzw. 15,5 % auf € 1.125 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Der Rückgang der Außenumsätze war vor allem auf den Absatzrückgang in Bezug auf Großkunden unter langfristigen Verträgen zurückzuführen, was hauptsächlich aus wettbewerbsbedingten Kundenverlusten resultierte. Ferner wirkte sich das allgemein gesunkene Preisniveau von Gas und Strom nachteilig aus. Dem wirkte der reduzierte Materialaufwand für Brennstoffe der konventionellen Stromerzeugung entgegen. Des Weiteren wirkte sich die Außerbetriebnahme eines Gaskraftwerks in Großbritannien aus. Im Bereich Steinkohle war der Rückgang insbesondere auf die planmäßige Stilllegung von mehreren Kraftwerksblöcken in Deutschland zurückzuführen. Beim Adjusted EBIT wirkten sich insbesondere die Schließung einer Erzeugungseinheit, niedrigere durchschnittliche Strompreise und eine geringere durchschnittliche Verfügbarkeit der nuklearen Erzeugungseinheiten negativ aus. Gegenläufig wirkte die Betriebsaufnahme einer Erzeugungseinheit in den Niederlanden.

Globaler Handel

Die Umsatzerlöse im Segment Globaler Handel stiegen von € 86.672 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 4.535 Mio. bzw. 5,2 % auf € 91.207 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Außenumsätze im Segment Globaler Handel stiegen von € 83.476 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 4.496 Mio. bzw. 5,4 % auf € 87.972 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das Adjusted EBIT im Segment Globaler Handel stieg von € 173 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 89 Mio. bzw. 51,4 % auf € 262 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das Adjusted EBITDA im Segment Globaler Handel stieg von € 362 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 87 Mio. bzw. 24,0 % auf € 449 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Der Anstieg der Außenumsätze war im Wesentlichen bedingt durch erheblich höhere Absatzvolumina im Gasgeschäft, die die gesunkenen Gaspreise mehr als ausglich. Der Anstieg des Gasabsatzes — vor allem im zweiten und dritten Quartal 2015 — war im Wesentlichen auf höhere physische Handelsmengen aufgrund ausgeübter Optionen zurückzuführen. Dies spiegelte die intensive Handelsaktivität im zum 31. März 2015 endenden Dreimonatszeitraum infolge hoher Marktvolatilität wider.

Internationale Stromerzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Internationale Stromerzeugung sanken von € 1.529 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 395 Mio. bzw. 25,8 % auf € 1.134 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Es handelte sich hierbei ausschließlich um Außenumsätze. Das Adjusted EBIT im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 316 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 80 Mio. bzw. 25,3 % auf € 236 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das Adjusted EBITDA im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 465 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 130 Mio. bzw. 28,0 % auf € 335 Mio. im Geschäftsjahr 2015.

Dies war vor allem auf negative Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen. Darüber hinaus wirkten sich verzögerte Inbetriebnahmen und unfallbedingte Stilllegungen von Kraftwerken negativ auf die Kraftwerkskapazitäten aus.

Administration/Konsolidierung

Die dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnenden Umsatzerlöse stiegen von € -8.222 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 433 Mio. bzw. 5,3 % auf € -7.789 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Es handelte sich hierbei fast ausschließlich um interne Umsatzerlöse. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBIT sank von € -202 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 1 Mio. bzw. 0,5 % auf € -203 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBITDA lag konstant im Geschäftsjahr 2014 bei € -192 Mio. und im Geschäftsjahr 2015 bei € -192 Mio.

9.7.4 Vergleich der Ertragslage in den Geschäftsjahren 2014 und 2013

Umsatzerlöse, Adjusted EBIT und Adjusted EBITDA

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Umsatzerlöse, das Adjusted EBIT und das Adjusted EBITDA für die jeweils zum 31. Dezember 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre aufgeschlüsselt nach Segmenten.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		Veränderung (ungeprüft) (in Prozent)
	2014 (geprüft) (in Mio. €)	2013	
Umsatzerlöse			
Europäische Erzeugung	8.246	9.083	-9,2
Innenumsatz	5.024	5.654	-11,1
Außenumsatz	3.222	3.429	-6,0
Globaler Handel	86.672	93.767	-7,6
Innenumsatz	3.196	4.322	-26,1
Außenumsatz	83.476	89.445	-6,7
Internationale Stromerzeugung	1.529	1.879	-18,6
Innenumsatz	—	—	—
Außenumsatz	1.529	1.879	-18,6
Administration/Konsolidierung	-8.222	-9.979	17,6
Innenumsatz	-8.220	-9.976	17,6
Außenumsatz	-2	-3	33,3
Summe Umsatzerlöse	88.225	94.750	-6,9
Adjusted EBIT			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	539	504	6,9
Globaler Handel ⁽¹⁾	173	328	-47,3
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	316	410	-22,9
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-202	-194	-4,1
Summe Adjusted EBIT⁽¹⁾	826	1.048	-21,2
Adjusted EBITDA			
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	1.331	1.254	6,1
Globaler Handel ⁽¹⁾	362	546	-33,7
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	465	609	-23,6
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-192	-182	-5,5
Summe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.966	2.227	-11,7

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte, für weitere Informationen und eine Überleitungsrechnung siehe „9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“.

Europäische Erzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 9.083 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 837 Mio. bzw. 9,2 % auf € 8.246 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Außenumsätze im Segment Europäische Erzeugung sanken von € 3.429 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 207 Mio. bzw. 6,0 % auf € 3.222 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das Adjusted EBIT im Segment Europäische Erzeugung stieg von € 504 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 35 Mio. bzw. 6,9 % auf € 539 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das Adjusted EBITDA im Segment Europäische Erzeugung stieg von € 1.254 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 77 Mio. bzw. 6,1 % auf € 1.331 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Der Rückgang der Außenumsatzerlöse war vor allem auf das Auslaufen von langfristigen Lieferverträgen in Deutschland zurückzuführen. Beim Adjusted EBIT wirkten sich Einschränkungen bei der Verfügbarkeit der Kraftwerksblöcke Staudinger 5, Heyden und Wilhelmshafen aus, was jedoch von den höheren Spreads bei Kohlekraftwerken in Großbritannien und den gesunkenen Kosten aufgrund der Stilllegung von Kraftwerken in Frankreich mehr als kompensiert wurde. Einer höheren Verfügbarkeit der nuklearen Eigenerzeugungseinheiten in Schweden inklusive einer geringeren Rückstellungsbildung für den Kernkraftwerksrückbau stand eine negative Entwicklung bei den Strombezügen der nuklearen Minderheitsbeteiligungen in Schweden sowie den deutschen Wasserkraftanlagen aufgrund des trockenen Jahres 2014 gegenüber.

Globaler Handel

Die Umsatzerlöse im Segment Globaler Handel sanken von € 93.767 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 7.095 Mio. bzw. 7,6 % auf € 86.672 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Außenumsatzerlöse im Segment Globaler Handel sanken von € 89.445 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 5.969 Mio. bzw. 6,7 % auf € 83.476 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das Adjusted EBIT im Segment Globaler Handel sank von € 328 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 155 Mio. bzw. 47,3 % auf € 173 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das Adjusted EBITDA im Segment Globaler Handel sank von € 546 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 184 Mio. bzw. 33,7 % auf € 362 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Im Segment Globaler Handel wirkte sich das im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 niedrigere Preisniveau im Stromgeschäft aus. Im Gasgeschäft waren die wesentlichen Ursachen die witterungsbedingt gesunkenen Absatzmengen im Großhandelsgeschäft sowie fallende Gaspreise.

Internationale Stromerzeugung

Die Umsatzerlöse im Segment Internationale Stromerzeugung sanken von € 1.879 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 350 Mio. bzw. 18,6 % auf € 1.529 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Es handelte sich hierbei ausschließlich um Außenumsätze. Das Adjusted EBIT im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 410 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 94 Mio. bzw. 22,9 % auf € 316 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das Adjusted EBITDA im Segment Internationale Stromerzeugung sank von € 609 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 144 Mio. bzw. 23,6 % auf € 465 Mio. im Geschäftsjahr 2014.

Diese Entwicklungen waren vor allem auf negative Währungsumrechnungseffekte zurückzuführen.

Administration/Konsolidierung

Die dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnenden Umsatzerlöse stiegen von € -9.979 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 1.757 Mio. bzw. 17,6 % auf € -8.222 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Es handelte sich hierbei fast ausschließlich um interne Umsatzerlöse. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBIT sank von € -194 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 8 Mio. bzw. 4,1 % auf € -202 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Das dem Überleitungsposten Administration/Konsolidierung zuzurechnende Adjusted EBITDA sank von € -182 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 10 Mio. bzw. 5,5 % auf € -192 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Hier wirkten sich insbesondere Konsolidierungseffekte aus.

9.8 AUSGEWÄHLTE POSTEN DER BILANZ DER UNIPER GRUPPE

Die nachfolgende Tabelle zeigt ausgewählte Positionen der Bilanz der Uniper Gruppe zum Stichtag 30. Juni 2016 sowie zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013:

	Zum 30. Juni	Zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2014 (geprüft)	2013
		(in Mio. €)		
Goodwill	2.628	2.555	4.911	6.372
Immaterielle Vermögenswerte	1.966	2.159	2.436	3.258
Sachanlagen	11.274	14.297	15.717	19.778
At equity bewertete Unternehmen	840	1.136	1.401	1.897
Sonstige Finanzanlagen	530	558	927	1.306
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	2.983	3.029	4.104	3.604
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	4.315	4.687	3.158	1.985
Ertragsteueransprüche	9	9	14	17
Aktive latente Steuern	1.031	1.031	1.355	1.040
Langfristige Vermögenswerte	25.576	29.461	34.023	39.257
Vorräte	1.451	1.734	2.297	2.888
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	950	8.359	11.475	10.499
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	14.141	23.085	23.205	18.726
Ertragsteueransprüche	299	296	206	146
Liquide Mittel	536	360	412	896
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	32	228	2	98
Kurzfristige Vermögenswerte	17.409	34.062	37.597	33.253
Summe Aktiva	42.985	63.523	71.620	72.510
Eigenkapital (Nettovermögen)	11.067	15.001	22.719	27.766
Finanzverbindlichkeiten	1.080	2.296	5.175	5.387
Betriebliche Verbindlichkeiten	4.578	3.781	2.460	1.702
Ertragsteuern	—	—	—	—
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	1.175	796	1.773	1.479
Übrige Rückstellungen	6.562	5.809	5.057	4.844
Passive latente Steuern	1.705	1.622	1.966	2.210
Langfristige Schulden	15.100	14.304	16.431	15.622
Finanzverbindlichkeiten	1.310	10.551	8.161	8.307
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	13.681	20.642	21.563	18.349
Ertragsteuern	300	338	323	242
Übrige Rückstellungen	1.527	2.569	2.423	2.224
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	—	118	—	—
Kurzfristige Schulden	16.818	34.218	32.470	29.122
Summe Passiva	42.985	63.523	71.620	72.510

9.8.1 Vergleich ausgewählter Positionen der Bilanz der Uniper Gruppe zum 30. Juni 2016 und zum 31. Dezember 2015

Die Bilanzsumme sank von € 63.523 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 20.538 Mio. bzw. 32,3 % auf € 42.985 Mio. zum 30. Juni 2016.

Aktiva

Goodwill

Der Goodwill stieg von € 2.555 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 73 Mio. bzw. 2,9 % auf € 2.628 Mio. zum 30. Juni 2016. Dies war im Wesentlichen auf Währungsumrechnungseffekte in Bezug auf den Russischen Rubel zurückzuführen.

Immaterielle Vermögenswerte

Die immateriellen Vermögenswerte sanken von € 2.159 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 193 Mio. bzw. 8,9 % auf € 1.966 Mio. zum 30 Juni 2016. Dieser Rückgang resultiert im Wesentlichen aus außerplanmäßigen Abschreibungen im Segment Globaler Handel sowie der planmäßigen Abschreibung.

Sachanlagen

Die Sachanlagen reduzierten sich von € 14.297 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 3.023 Mio. bzw. 21,1 % auf € 11.274 Mio. zum 30 Juni 2016.

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in der Höhe von insgesamt € 2,8 Mrd. vorgenommen, davon entfielen € 1,8 Mrd. auf das Segment Europäische Erzeugung und € 1,0 Mrd. auf das Segment Globaler Handel. Die betragsmäßig größten Einzelsachverhalte betrafen mit € 0,8 Mrd. bzw. € 0,7 Mrd. zwei konventionelle Kraftwerke außerhalb von Deutschland sowie mit € 0,5 Mrd. Speicherinfrastruktur außerhalb von Deutschland. Gründe für Wertminderungen waren insbesondere die geänderte Einschätzung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Veränderung des Marktumfelds, die zu verschlechterten Ertragsprognosen für die betroffenen Anlagegüter führten.

Ausschlaggebend für die außerplanmäßigen Abschreibungen waren insbesondere die Diskussionen in mehreren europäischen Ländern zu einem Ausstieg aus der Energieerzeugung aus Kohle oder die Erhebung von zusätzlichen Abgaben für solche Erzeugungseinheiten. Bei der erforderlichen Prognose der Ertragskraft bestimmter Erzeugungseinheiten wurde daher auch eine Abschaltung dieser Einheiten vor Ende ihrer technischen Lebenszeit als mögliches Szenario analysiert.

Bei den geänderten Prognosen für die Ertragskraft der Gasspeicherinfrastruktur wurden insbesondere die weiter verringerten Sommer-/Winter-Spreads im Gaspreis berücksichtigt, die eine Neubewertung des Geschäfts mit Gasspeicherkapazitäten erforderlich machten. Unter diesen Marktbedingungen ist es unsicher, ob die Bereitstellung von Gasspeicherkapazitäten künftig adäquat vergütet wird.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auf € 351 Mio.

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Zum 30. Juni 2016 wurden in der Bilanz der Uniper Gruppe at equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen in Summe von € 1.370 Mio. ausgewiesen, gegenüber € 1.694 Mio. zum 31. Dezember 2015. Dieser Rückgang war im Wesentlichen auf den Verkauf der PEG1, einschließlich der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG mit Wirkung zum 1. Januar 2016 zurückzuführen.

Die Buchwerte der at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betragen zum 30. Juni 2016 € 702 Mio. gegenüber € 1.011 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die Buchwerte der at equity bewerteten Gemeinschaftsunternehmen betragen zum 30. Juni 2016 € 138 Mio. gegenüber € 125 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte

Die kurzfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte sanken von € 8.359 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 7.409 Mio. bzw. 88,6 % auf € 950 Mio. zum 30. Juni 2016. Die langfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte sanken von € 3.029 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 46 Mio. bzw. 1,5 % auf € 2.983 Mio. zum 30. Juni 2016. Der Rückgang der Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten war im Wesentlichen bedingt durch die Reduzierung der Forderungen gegenüber dem E.ON-Konzern, die sich von € 7.368 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 7.194 Mio. bzw. 97,6 % auf € 174 Mio. zum 30. Juni 2016 verringerten. Grund hierfür war die teilweise Aufhebung des Cash Poolings mit dem E.ON-Konzern und die Einführung eines eigenen Cash Pooling-Verfahrens für die Uniper Gruppe.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte

Die kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte sanken von € 23.085 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 8.944 Mio. bzw. 38,7 % auf € 14.141 Mio. zum 30. Juni 2016. Die langfristigen betrieblichen Forderungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte sanken von € 4.687 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 372 Mio. bzw. 7,9% auf € 4.315 Mio. zum 30. Juni 2016. Die Reduzierung der kurzfristigen Forderungen war im Wesentlichen auf die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und auf die Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten zurückzuführen. Die Reduzierung der langfristigen betrieblichen Vermögenswerte resultierte hauptsächlich aus der Veränderung von Marktwerten der Commodity Derivate.

Vorratsvermögen

Das Vorratsvermögen von € 1.734 Mio. zum 31. Dezember 2015 verringerte sich um € 283 Mio. bzw. 16,3 % auf € 1.451 Mio. zum 30. Juni 2016. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf einer geringeren Bewertung der Füllstände der Gasspeicher im Segment Globaler Handel aufgrund eines niedrigeren Preisniveaus zum 30. Juni 2016 im Vergleich zum 31. Dezember 2015 sowie durch geringere Brennstoffbestände im Segment Europäische Erzeugung.

Aktive latente Steuern

Die aktiven latenten Steuern beliefen sich unverändert auf € 1.031 Mio. zum 31. Dezember 2015 und auf € 1.031 Mio. zum 30. Juni 2016. Sie beinhalteten im Wesentlichen aktive latente Steuern auf Rückstellungen und Verbindlichkeiten.

Passiva

Eigenkapital (Nettovermögen)

Das Eigenkapital (Nettovermögen) sank von € 15.001 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 3.934 Mio. bzw. 26,2 % auf € 11.067 Mio. zum 30. Juni 2016. Mit Abschluss der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung zum Beginn des Geschäftsjahres 2016 entstand die Uniper Gruppe im Sinne der IFRS, mit der Gesellschaft als Muttergesellschaft. Seit 1. Januar 2016 ist die Gesellschaft somit die alleinige Muttergesellschaft der Uniper Gruppe. Aus diesem Grund wurde das in dem Kombinierten Abschluss ausgewiesene Nettovermögen auf die Kapitalstruktur der Gesellschaft übergeleitet.

Am 19. Januar 2016 beschloss die Hauptversammlung der Uniper AG zur Vorbereitung der Abspaltung, das Grundkapital von € 283.445.000 um € 6.779.578 auf € 290.224.578 zu erhöhen und in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie neu einzuteilen.

Im Zuge der am 23. März 2016 durch die Hauptversammlung der Uniper AG beschlossenen und am 14. April 2016 mit Eintragung in das zuständige Handelsregister wirksam gewordenen Umwandlung der Uniper AG in die Rechtsform der SE wurde das Grundkapital in Höhe von € 290.224.578 ebenso wie die Einteilung in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie nicht verändert. Die Übertragbarkeit der Aktien der Gesellschaft unterliegt keinen Beschränkungen. Die Stückaktien sind voll eingezahlt. Der anteilige rechnerische Betrag am Grundkapital beträgt € 1,70 je Stückaktie und ist mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016 ausgestattet.

Am 30. März 2016 hat die E.ON Beteiligungen GmbH einen Betrag in Höhe von € 120 Mio. in die freien Kapitalrücklagen der Uniper SE (zum damaligen Zeitpunkt: Uniper AG) eingezahlt. Ebenfalls am 30. März 2016 hat die Uniper Beteiligungs GmbH einen Betrag von € 145 Mio. in die freien Kapitalrücklagen der Uniper Holding GmbH geleistet.

Finanzverbindlichkeiten

Die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten sanken von € 10.551 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 9.241 Mio. bzw. 87,6 % auf € 1.310 Mio. zum 30. Juni 2016. Die langfristigen Finanzverbindlichkeiten sanken von € 2.296 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 1.216 Mio. bzw. 53,0 % auf € 1.080 Mio. zum 30. Juni 2016.

Die Verringerung der Finanzverbindlichkeiten resultierte im Wesentlichen aus der Rückführung von Verbindlichkeiten aus dem Cash Pooling und dem Cash Management gegenüber der E.ON SE, die sich von € 10.712 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 9.818 Mio. bzw. 91,7 % auf € 894 Mio. zum 30. Juni 2016 reduzierten.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die kurzfristigen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten sanken von € 20.642 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 6.961 Mio. bzw. 33,7 % auf € 13.681 Mio. zum 30. Juni 2016. Die langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten stiegen von € 3.781 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 797 Mio. bzw. 21,1 % auf € 4.578 Mio. zum 30. Juni 2016. Der Anstieg der langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten resultierte im Wesentlichen aus dem Anstieg der negativen Marktwerte der Warentermingeschäfte.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen stiegen von € 796 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 379 Mio. bzw. 47,6 % auf € 1.175 Mio. zum 30. Juni 2016. Dabei stand zum 30. Juni 2016 den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper Gruppe in Höhe von € 3,2 Mrd. (31. Dezember 2015: € 2,4 Mrd.) ein Planvermögen mit einem Fair Value von € 2,0 Mrd. (31. Dezember 2015: € 1,6 Mrd.) gegenüber. Ursächlich für die Veränderungen im Vergleich zum 31. Dezember 2015 waren vor allem saldierte versicherungsmathematische Verluste, die größtenteils aus dem Rückgang der für die Uniper Gruppe ermittelten Rechnungszinssätze betreffend Deutschland von 3,0 % zum 31. Dezember 2015 auf 1,6 % zum 30. Juni 2016 resultierten sowie Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwands. Teilweise gegenläufig wirkten die Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen sowie die im ersten Halbjahr geleisteten Netto-Pensionszahlungen.

Übrige Rückstellungen

Die übrigen langfristigen Rückstellungen stiegen von € 5.809 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 753 Mio. bzw. 13,0 % auf € 6.562 Mio. zum 30. Juni 2016. Die übrigen kurzfristigen Rückstellungen sanken von € 2.569 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 1.042 Mio. bzw. 40,6 % auf € 1.527 Mio. zum 30. Juni 2016. Die übrigen Rückstellungen enthielten jeweils die folgenden Einzelpositionen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Wesentliche Elemente der übrigen Rückstellungen waren die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich, die zum 30. Juni 2016 € 1.191 Mio. und zum 31. Dezember 2015 € 1.204 Mio. betragen. Die Rückstellungen beinhalteten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftanlage.

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalteten die erwarteten Kosten des Nach- bzw. Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich betragen zum 30. Juni 2016 € 1.084 Mio. und zum 31. Dezember 2015 € 1.125 Mio. Die Rückstellungen beinhalteten sämtliche vertragliche Verpflichtungen für die Entsorgungen von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftwerksanlagen, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen basiert. Für die schwedischen Kernkraftaktivitäten der Uniper Gruppe waren zum 30. Juni 2016 keine Schätzungsänderungen und zum 31. Dezember 2015

Schätzungsänderungen von € 68 Mio. zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf € 33 Mio. und zum 31. Dezember 2015 auf € 69 Mio., von denen zum 30. Juni 2016 € 17 Mio. und zum 31. Dezember 2015 € 27 Mio. auf die Sydkraft Nuclear Power AB entfielen, welche das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck betreibt.

Rückstellungen im Personalbereich, für sonstige Rückbau- und Entsorgungspflichten, marktorientierte Rückstellungen und Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen

Weitere Rückstellungen wurden gebildet für Verpflichtungen im Personalbereich (zum 30. Juni 2016: € 532 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 561 Mio.), Sonstige Rückbau- und Entsorgungspflichten (zum 30. Juni 2016: € 925 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 916 Mio.) sowie beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen (zum 30. Juni 2016: € 1.243 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 1.431 Mio.), absatzmarktorientierte Rückstellungen (zum 30. Juni 2016: € 220 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 200 Mio.) sowie Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen (zum 30. Juni 2016: € 367 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 371 Mio.). Im März 2016 haben sich die UGC und die russische Gazprom-Gruppe in Verhandlungen über langfristige Gaslieferverträge auf eine Anpassung der Konditionen auf Grundlage aktueller Marktverhältnisse geeinigt. Als Folge der Einigung konnten erhebliche beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen aufgelöst werden. Gegenläufig zu der Auflösung wurden zum 30. Juni 2016 weitere beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen in Höhe von € 0,9 Mrd. im Segment Globaler Handel in Form einer Drohverlustrückstellung gebildet. Ausschlaggebend hierfür waren drohende Verluste aus dem Geschäft mit kontrahierten Gasspeicherkapazitäten aufgrund einer reduzierten Ertragsprognose im europäischen Gasspeichermarkt.

Sonstige übrige Rückstellungen

Die sonstigen übrigen Rückstellungen enthielten im Wesentlichen Rückstellungen für Gastransport und Regasifizierung (zum 30. Juni 2016: € 802 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 869 Mio.) sowie Rückstellungen aus dem Erzeugungsbereich im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Wasserkraft (zum 30. Juni 2016: € 694 Mio. und zum 31. Dezember 2015: € 776 Mio.). Darüber hinaus waren hier wahrscheinliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

Passive latente Steuern

Die passiven latenten Steuern erhöhten sich von € 1.622 Mio. zum 31. Dezember 2015 um € 83 Mio. bzw. 5,1 % auf € 1.705 Mio. zum 30. Juni 2016. Sie setzen sich im Wesentlichen aus passiven latenten Steuern auf Sachanlagen, Forderungen und Verbindlichkeiten zusammen.

9.8.2 Vergleich ausgewählter Positionen der Bilanz der Uniper Gruppe zum 31. Dezember 2015 und zum 31. Dezember 2014

Die Bilanzsumme sank von € 71.620 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 8.097 Mio. bzw. 11,3 % auf € 63.523 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Aktiva

Goodwill

Der Goodwill reduzierte sich von € 4.911 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 2.356 Mio. bzw. 48,0 % auf € 2.555 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Grund hierfür war ein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf in Höhe von € 2,4 Mrd. zum 31. Dezember 2015, wobei der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt in Höhe von € 2,1 Mrd. auf die Vollabschreibung des Goodwills im Segment Europäische Erzeugung, die im Wesentlichen aus einer verschlechterten Ertragsprognose resultierte, zurückzuführen war. Im Segment Internationale Stromerzeugung wurde der Goodwill in Höhe von € 0,3 Mrd. zum 31. Dezember 2015 aufgrund einer verschlechterten Ertragsprognose und höherer Kapitalkosten abgeschrieben.

Immaterielle Vermögenswerte

Die immateriellen Vermögenswerte reduzierten sich von € 2.436 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 277 Mio. bzw. 11,4 % auf € 2.159 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Geschäftsjahr 2015 € 141 Mio. gegenüber € 158 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2015 auf € 54 Mio. gegenüber € 15 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Demgegenüber beliefen sich die Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte im Geschäftsjahr 2015 auf € 45 Mio. gegenüber € 203 Mio. im Geschäftsjahr 2014, wobei die Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte im Geschäftsjahr 2015 vollständig auf Preiseffekte bei CO₂-Zertifikaten zurückzuführen waren.

Sachanlagen

Die Sachanlagen reduzierten sich von € 15.717 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 1.420 Mio. bzw. 9,0 % auf € 14.297 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Im Geschäftsjahr 2015 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in der Höhe von insgesamt € 2,0 Mrd. vorgenommen, davon entfielen € 1,7 Mrd. auf das Segment Europäische Erzeugung und € 0,3 Mrd. auf das Segment Globaler Handel. Innerhalb des Segments Europäische Erzeugung wurden zum 31. Dezember 2015 Sachanlagen in Folge niedrigerer erwarteter Stromerlöse in mehreren Ländern abgeschrieben. Die betragsmäßig größten außerplanmäßigen Wertminderungen betrafen dabei jeweils ein fossiles Kraftwerk in Frankreich mit € 0,4 Mrd. und in Großbritannien mit € 0,2 Mrd., sowie in Deutschland und in den Niederlanden mit je € 0,2 Mrd. Es ergaben sich erzielbare Beträge in Frankreich in Höhe von € 0,1 Mrd., in Großbritannien in Höhe von € 0,6 Mrd., in Deutschland in Höhe von € 1,1 Mrd. und in den Niederlanden in Höhe von € 1,5 Mrd. Im Segment Globaler Handel wurde zum 31. Dezember 2015 ein Gasspeicher um € 0,2 Mrd. auf den erzielbaren Betrag von € 0,1 Mrd. abgeschrieben.

Zuschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Geschäftsjahr 2015 auf € 348 Mio., gegenüber € 30 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die betragsmäßig größte Zuschreibung wurde auf ein Kraftwerk in Großbritannien mit € 0,2 Mrd. auf den erzielbaren Betrag von € 1,0 Mrd. vorgenommen. Grund hierfür waren geänderte Erwartungen hinsichtlich der Preisentwicklung.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Geschäftsjahr 2015 auf € 0,8 Mrd., gegenüber € 1,0 Mrd. im Geschäftsjahr 2014.

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Zum 31. Dezember 2015 wurden in der Bilanz der Uniper Gruppe at equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen in Summe von € 1.694 Mio. ausgewiesen, gegenüber € 2.328 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Die Buchwerte der wesentlichen assoziierten Unternehmen SNGP und Nord Stream AG betragen € 180 Mio. bzw. € 358 Mio. zum 31. Dezember 2015 gegenüber € 197 Mio. bzw. € 335 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die Buchwerte der nicht wesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betragen zum 31. Dezember 2015 € 473 Mio. gegenüber € 690 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die Buchwerte der at equity bewerteten Gemeinschaftsunternehmen betragen zum 31. Dezember 2015 € 125 Mio. gegenüber € 179 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Im Geschäftsjahr 2015 betragen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen € 106 Mio. gegenüber € 467 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Im Geschäftsjahr 2015 betraf dies im Wesentlichen eine schwedische Beteiligung im Segment Europäische Erzeugung mit € 37 Mio., eine russische Beteiligung im Segment Internationale Stromerzeugung mit € 28 Mio. sowie eine lettische Beteiligung im Segment Globaler Handel mit € 27 Mio.

Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte

Die kurzfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte sanken von € 11.475 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 3.116 Mio. bzw. 27,2 % auf € 8.359 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die langfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte sanken von € 4.104 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 1.075 Mio. bzw. 26,2 % auf € 3.029 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Die sonstigen finanziellen Vermögenswerte enthalten aufgrund der zum damaligen Zeitpunkt bestehenden Einbindung der Uniper Gruppe in das Cash Management des E.ON-Konzerns Forderungen gegenüber dem E.ON-Konzern in Höhe von € 7.368 Mio. zum 31. Dezember 2015 gegenüber € 10.674 Mio. zum 31. Dezember 2014. Darüber hinaus waren in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit € 2.281 Mio. zum 31. Dezember 2015, im Vergleich zu € 1.879 Mio. zum 31. Dezember 2014, Erstattungsansprüche gegen Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken bzw. der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterlag er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Uniper Gruppe.

Darüber hinaus bestanden in den Finanzforderungen Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von € 389 Mio. zum 31. Dezember 2015 und € 301 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte

Die kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte sanken von € 23.205 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 120 Mio. bzw. 0,5 % auf € 23.085 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die langfristigen betrieblichen Forderungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte stiegen von € 3.158 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 1.529 Mio. bzw. 48,4 % auf € 4.687 Mio. zum 31. Dezember 2015. Der Anstieg der langfristigen betrieblichen Forderungen resultierte aus den Marktwerten der Commodity Derivate.

In den übrigen betrieblichen Vermögenswerten sind Forderungen aus Gewinnabführungsverträgen in Höhe von € 1.071 Mio. zum 31. Dezember 2015 und € 465 Mio. zum 31. Dezember 2014 enthalten.

Vorratsvermögen

Das Vorratsvermögen von € 2.297 Mio. zum 31. Dezember 2014 verringerte sich um € 563 Mio. bzw. 24,5 % auf € 1.734 Mio. zum 31. Dezember 2015. Diese Entwicklung beruhte im Wesentlichen auf dem gefallenem Preisniveau für Gas.

Aktive latente Steuern

Die aktiven latenten Steuern verminderten sich von € 1.355 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 324 Mio. bzw. 23,9 % auf € 1.031 Mio. zum 31. Dezember 2015. Sie beinhalteten im Wesentlichen aktive latente Steuern auf Rückstellungen und Verbindlichkeiten.

Passiva

Eigenkapital (Nettovermögen)

Das Eigenkapital (Nettovermögen) sank von € 22.719 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 7.718 Mio. bzw. 34,0 % auf € 15.001 Mio. zum 31. Dezember 2015. Das Nettovermögen der Uniper Gruppe ergibt sich aus der Aggregation des Nettovermögens der Uniper AG, der Uniper Beteiligungs GmbH, der Uniper Holding GmbH und ihrer mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften sowie des Nettovermögens der Uniper-Geschäftstätigkeiten, die in mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften der E.ON SE erbracht wurden.

Finanzverbindlichkeiten

Die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten stiegen von € 8.161 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 2.390 Mio. bzw. 29,3 % auf € 10.551 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die langfristigen Finanzverbindlichkeiten sanken von € 5.175 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 2.879 Mio. bzw. 55,6 % auf € 2.296 Mio. zum 31. Dezember 2015.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die kurzfristigen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten sanken von € 21.563 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 921 Mio. bzw. 4,3 % auf € 20.642 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten stiegen von € 2.460 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 1.321 Mio. bzw. 53,7 % auf € 3.781 Mio. zum 31. Dezember 2015. Der Anstieg der langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten beruhte im Wesentlichen auf den Marktwerten der Commodity Derivate.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sanken von € 1.773 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 977 Mio. bzw. 55,1 % auf € 796 Mio. zum 31. Dezember 2015. Dabei stand zum 31. Dezember 2015 den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper Gruppe in Höhe € 2,4 Mrd. (31. Dezember 2014: € 2,6 Mrd.) ein Planvermögen mit einem Fair Value von € 1,6 Mrd. (31. Dezember 2014: € 0,8 Mrd.) gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 66 % (31. Dezember 2014: 32 %). Die Erhöhung des Fair Values des Planvermögens ist auf die Übertragung von Vermögenswerten der MEON aus dem E.ON-Konzern zum 30. November 2015 in Höhe von € 0,7 Mrd. auf die Uniper Gruppe zurückzuführen. Darüber hinaus wurden Rückdeckungsforderungen der MEON gegenüber der Versorgungskasse Energie in Höhe von € 0,1 Mrd. zum 30. November 2015 auf anspruchsberechtigte Uniper-Gesellschaften übertragen. Zusätzlich zu dem ausgewiesenen Planvermögen bestanden zum 31. Dezember 2015 Rückdeckungsforderungen gegenüber der Versorgungskasse Energie in Höhe von € 0,2 Mrd. (31. Dezember 2014: € 0,1 Mrd.), die jedoch nicht als Planvermögen im Sinne des IAS 19 galten und damit im Ausfinanzierungsgrad nicht enthalten waren.

Übrige Rückstellungen

Die übrigen langfristigen Rückstellungen erhöhten sich von € 5.057 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 752 Mio. bzw. 14,9 % auf € 5.809 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die übrigen kurzfristigen Rückstellungen erhöhten sich von € 2.423 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 146 Mio. bzw. 6,0 % auf € 2.569 Mio. zum 31. Dezember 2015. Die übrigen Rückstellungen enthielten jeweils die folgenden Einzelpositionen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Wesentliche Elemente der übrigen Rückstellungen waren die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich, die zum 31. Dezember 2015 € 1.204 Mio. und zum 31. Dezember 2014 € 1.143 Mio. betragen. Die Rückstellungen beinhalteten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen (zum 31. Dezember 2015: € 775 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 735 Mio.) sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftanlage (zum 31. Dezember 2015: € 429 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 408 Mio.).

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalteten die erwarteten Kosten des Nach- bzw. Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich betragen zum 31. Dezember 2015 € 1.125 Mio. und zum 31. Dezember 2014 € 1.059 Mio. Die Rückstellungen beinhalteten sämtliche vertragliche Verpflichtungen für die Entsorgungen von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen (zum 31. Dezember 2015: € 737 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 690 Mio.) sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftwerksanlagen (zum 31. Dezember 2015: € 388 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 369 Mio.), deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen basiert. Für die schwedischen Kernkraftaktivitäten der Uniper Gruppen waren Schätzungsänderungen zum 31. Dezember 2015 von € 68 Mio. und zum 31. Dezember 2014 von € 20 Mio. zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf € 69 Mio. und zum 31. Dezember 2014 auf € 61 Mio., von denen zum 31. Dezember 2015 € 27 Mio. und zum 31. Dezember 2014 € 22 Mio. auf die Sydkraft Nuclear Power AB entfielen, welche das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck betreibt.

Rückstellungen im Personalbereich, für sonstige Rückbau- und Entsorgungspflichten, marktorientierte Rückstellungen und Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen

Weitere Rückstellungen wurden gebildet für Verpflichtungen im Personalbereich (zum 31. Dezember 2015: € 561 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 653 Mio.), Sonstige Rückbau- und Entsorgungspflichten (zum 31. Dezember 2015: € 916 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 640 Mio.) sowie beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen (zum 31. Dezember 2015: € 1.431 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 1.170 Mio.), absatzmarktorientierte Rückstellungen (zum 31. Dezember 2015: € 200 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 210 Mio.) sowie Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen (zum 31. Dezember 2015: € 371 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 383 Mio.).

Sonstige übrige Rückstellungen

Die sonstigen übrigen Rückstellungen enthielten im Wesentlichen Rückstellungen für Gastransport und Regasifizierung (zum 31. Dezember 2015: € 869 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 830 Mio.) sowie Rückstellungen aus dem Erzeugungsbereich im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Wasserkraft (zum 31. Dezember 2015: € 776 Mio. und zum 31. Dezember 2014: € 771 Mio.). Darüber hinaus waren hier wahrscheinliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

Passive latente Steuern

Die passiven latenten Steuern sanken von € 1.966 Mio. zum 31. Dezember 2014 um € 344 Mio. bzw. 17,5 % auf € 1.622 Mio. zum 31. Dezember 2015. Sie setzen sich im Wesentlichen aus passiven latenten Steuern auf Sachanlagen, Forderungen und Verbindlichkeiten zusammen.

9.8.3 Vergleich ausgewählter Positionen der Bilanz der Uniper Gruppe zum 31. Dezember 2014 und zum 31. Dezember 2013

Die Bilanzsumme sank von € 72.510 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 890 Mio. bzw. 1,2 % auf € 71.620 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Aktiva

Goodwill

Der Goodwill reduzierte sich von € 6.372 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 1.461 Mio. bzw. 22,9 % auf € 4.911 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Gründe hierfür waren insbesondere außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf in Höhe von € 1,0 Mrd. zum 31. Dezember 2014, der ausschließlich das Segment Europäische Erzeugung betraf und im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose zurückzuführen war, sowie Währungsumrechnungseffekte.

Demgegenüber ergab sich im Geschäftsjahr 2013 kein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf beim Goodwill.

Immaterielle Vermögenswerte

Die immateriellen Vermögenswerte reduzierten sich von € 3.258 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 822 Mio. bzw. 25,2 % auf € 2.436 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen im Geschäftsjahr 2014 € 158 Mio. gegenüber € 177 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf € 15 Mio. gegenüber € 213 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Demgegenüber beliefen sich die Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte im Geschäftsjahr 2014 auf € 203 Mio. gegenüber € 35 Mio. im Geschäftsjahr 2013 und entfielen überwiegend auf Emissionszertifikate aufgrund von Preiseffekten.

Sachanlagen

Die Sachanlagen reduzierten sich von € 19.778 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 4.061 Mio. bzw. 20,5 % auf € 15.717 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Im Geschäftsjahr 2014 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von € 3,1 Mrd. vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf mit € 1,0 Mrd. zwei Blöcke eines Kernkraftwerks in Schweden, die im vierten Quartal des Geschäftsjahres 2014 auf den erzielbaren Betrag von € 22 Mio. abgeschrieben wurden. Gründe hierfür waren insbesondere niedrigere erwartete Stromerlöse, höhere Investitionen zur Erfüllung behördlicher Sicherheitsauflagen für den langfristigen Betrieb sowie die zugehörige Überprüfung der potentiellen Nutzungsdauer. Darüber hinaus wurden wesentliche außerplanmäßige Abschreibungen in Großbritannien vorgenommen, wobei die betragsmäßig größten Wertminderungen zwei fossile Kraftwerke betrafen. Diese wurden zum 31. Dezember 2014 jeweils um rund € 0,4 Mrd. außerplanmäßig auf ihren erzielbaren Betrag von € 0,7 Mrd. bzw. vollständig abgeschrieben. Ursächlich war insbesondere die Reduktion der Market Spreads. Zusätzlich wurde zum 31. Dezember 2014 ein schwedisches Wärmekraftwerk um € 0,3 Mrd. außerplanmäßig vollständig abgeschrieben, da die Anlage infolge von Umweltauflagen in Zukunft voraussichtlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen in Höhe von € 1,0 Mrd. vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf mit rund € 0,2 Mrd. ein Kraftwerk in Russland, das im dritten Quartal 2013 aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf einen erzielbaren Betrag von € 0,3 Mrd. außerplanmäßig abgeschrieben wurde. Der erzielte Betrag entsprach dem Nutzungswert. Die weiteren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen betrafen zum 31. Dezember 2013 eine Vielzahl von Einzelsachverhalten und verteilten sich im Wesentlichen auf fossile Kraftwerke im Segment Europäische Erzeugung in Höhe von € 0,7 Mrd. und Internationale Stromerzeugung in Höhe von € 0,1 Mrd.

Zuschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf € 30 Mio., gegenüber € 176 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Im Geschäftsjahr 2013 betrafen die Zuschreibungen im Wesentlichen Kraftwerke in den Niederlanden und Deutschland aufgrund von Veränderungen der Prognosen für Strompreise und Brennstoffkosten.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Geschäftsjahr 2014 auf € 973 Mio. gegenüber € 994 Mio. im Geschäftsjahr 2013.

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Zum 31. Dezember 2014 wurden in der Bilanz der Uniper Gruppe at equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen in Summe von € 2.328 Mio. ausgewiesen, gegenüber € 3.203 Mio. zum 31. Dezember 2013.

Die Buchwerte der wesentlichen assoziierten Unternehmen SNGP und Nord Stream AG betrug € 197 Mio. bzw. € 335 Mio. zum 31. Dezember 2014 gegenüber € 325 Mio. bzw. € 361 Mio. zum 31. Dezember 2013. Die Buchwerte der nicht wesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betragen zum 31. Dezember 2014 € 690 Mio. gegenüber € 701 Mio. zum 31. Dezember 2013. Die Buchwerte der at equity bewerteten Gemeinschaftsunternehmen betragen zum 31. Dezember 2014 € 179 Mio. gegenüber € 510 Mio. zum 31. Dezember 2013.

Im Geschäftsjahr 2014 betragen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen € 467 Mio. gegenüber € 391 Mio. im Geschäftsjahr 2013. Im Geschäftsjahr 2014 betraf dies eine brasilianische Beteiligung im Segment Internationale Stromerzeugung. Wesentliche Gründe für diese Wertminderung waren operative Herausforderungen, die Entwicklung des Börsenkurses sowie der Antrag einer Gesellschaft auf Gläubigerschutz zur wirtschaftlichen Restrukturierung und die damit verbundenen hohen Finanzierungskosten aufgrund des Restrukturierungsbedarfs. Im Geschäftsjahr 2013 wurde diese Beteiligung aufgrund von Projektverschiebungen sowie technischen Aspekten bereits um € 342 Mio. auf einen erzielbaren Betrag von € 472 Mio. wertgemindert.

Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte

Die kurzfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte stiegen von € 10.499 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 976 Mio. bzw. 9,3 % auf € 11.475 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die langfristigen Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerte stiegen von € 3.604 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 500 Mio. bzw. 13,9 % auf € 4.104 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Die sonstigen finanziellen Vermögenswerte enthalten aufgrund der zum damaligen Zeitpunkt bestehenden Einbindung der Uniper Gruppe in das Cash Management des E.ON-Konzerns

Forderungen in Höhe von € 10.674 Mio. zum 31. Dezember 2014 gegenüber € 9.507 Mio. zum 31. Dezember 2013. Darüber hinaus waren in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit € 1.879 Mio. zum 31. Dezember 2014 im Vergleich zu € 1.768 Mio. zum 31. Dezember 2013, Erstattungsansprüche gegen Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken bzw. der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterlag er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Uniper Gruppe.

In den Finanzforderungen zum 31. Dezember 2014 und zum 31. Dezember 2013 sind Freistellungsansprüche der Uniper Gesellschaften gegen die MEON in Höhe von € 1,1 Mrd. bzw. € 0,8 Mrd. enthalten.

Darüber hinaus bestanden in den Finanzforderungen Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von € 301 Mio. zum 31. Dezember 2014 und € 445 Mio. zum 31. Dezember 2013.

Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte

Die kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte stiegen von € 18.726 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 4.479 Mio. bzw. 23,9 % auf € 23.205 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die langfristigen betrieblichen Forderungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte stiegen von € 1.985 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 1.173 Mio. bzw. 59,1 % auf € 3.158 Mio. zum 31. Dezember 2014. Der Anstieg resultierte sowohl bei den kurzfristigen, als auch bei den langfristigen Forderungen im Wesentlichen aus der Fair Value Bewertung von Derivaten.

In den übrigen betrieblichen Vermögenswerten sind Forderungen aus Gewinnabführungsverträgen in Höhe von € 465 Mio. zum 31. Dezember 2014 und € 581 Mio. zum 31. Dezember 2013 enthalten.

Vorratsvermögen

Das Vorratsvermögen sank von € 2.888 Mio. zum 31. Dezember 2013 auf € 2.297 Mio. zum 31. Dezember 2014. Diese Entwicklung beruhte im Wesentlichen auf dem gefallenem Preisniveau für Gas.

Aktive latente Steuern

Die aktiven latenten Steuern erhöhten sich von € 1.040 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 315 Mio. bzw. 30,3 % auf € 1.355 Mio. zum 31. Dezember 2014. Sie beinhalteten im Wesentlichen aktive latente Steuern auf Rückstellungen und Verbindlichkeiten.

Passiva

Eigenkapital (Nettovermögen)

Das Eigenkapital (Nettovermögen) sank von € 27.766 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 5.047 Mio. bzw. 18,2 % auf € 22.719 Mio. zum 31. Dezember 2014. Das Nettovermögen der Uniper Gruppe ergibt sich aus der Aggregation des Nettovermögens der Uniper AG, der Uniper Beteiligungs GmbH, der Uniper Holding GmbH und ihrer mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften sowie des Nettovermögens der Uniper-Geschäftstätigkeiten, die in mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften der E.ON SE erbracht wurden.

Finanzverbindlichkeiten

Die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten sanken von € 8.307 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 146 Mio. bzw. 1,8 % auf € 8.161 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die langfristigen Finanzverbindlichkeiten sanken von € 5.387 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 212 Mio. bzw. 3,9 % auf € 5.175 Mio. zum 31. Dezember 2014.

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die kurzfristigen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten stiegen von € 18.349 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 3.214 Mio. bzw. 17,5 % auf

€ 21.563 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten stiegen von € 1.702 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 758 Mio. bzw. 44,5 % auf € 2.460 Mio. zum 31. Dezember 2014. Der Anstieg resultierte sowohl bei den kurzfristigen, als auch bei den langfristigen Verbindlichkeiten im Wesentlichen aus der Fair Value Bewertung von Derivaten.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen erhöhten sich von € 1.479 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 294 Mio. bzw. 19,9 % auf € 1.773 Mio. zum 31. Dezember 2014. Dabei stand zum 31. Dezember 2014 den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper Gruppe in Höhe € 2,6 Mrd. (31. Dezember 2013: € 1,8 Mrd.) ein Planvermögen mit einem Fair Value von € 0,8 Mrd. (31. Dezember 2013: € 0,4 Mrd.) gegenüber. Dies entsprach einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 32 % (31. Dezember 2013: 20 %). Neben saldierten versicherungsmathematischen Verlusten, die größtenteils aus dem Rückgang der für die Uniper Gruppe ermittelten Rechnungszinssätze resultierten, führten Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwands zu der Erhöhung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen. Teilweise gegenläufig wirkten Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen. Hierzu zählen zum einen Ansprüche aus Freistellungsvereinbarungen aufgrund von Schuldbeitrittsverträgen nebst Erfüllungsübernahme mit MEON zum Stichtag 31. Dezember 2014 in Höhe von € 1,1 Mrd. (31. Dezember 2013: € 0,8 Mrd.) sowie zum anderen Rückdeckungsforderungen gegenüber der Versorgungskasse Energie in Höhe von € 0,1 Mrd. (31. Dezember 2013: € 0,1 Mrd.).

Die Ansprüche aus Freistellungsvereinbarungen resultierten aus zwischen deutschen Uniper-Gesellschaften und MEON abgeschlossenen Schuldbeitrittsverträgen nebst Erfüllungsübernahme betreffend bis zum 31. Dezember 2006, 24.00 Uhr verdiente Versorgungsverpflichtungen dieser Uniper-Gesellschaften gegenüber aktiven Arbeitnehmern und deren Hinterbliebenen.

Übrige Rückstellungen

Die übrigen langfristigen Rückstellungen erhöhten sich von € 4.844 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 213 Mio. bzw. 4,4 % auf € 5.057 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die übrigen kurzfristigen Rückstellungen erhöhten sich von € 2.224 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 199 Mio. bzw. 8,9 % auf € 2.423 Mio. zum 31. Dezember 2014. Die übrigen Rückstellungen enthalten jeweils die folgenden Einzelpositionen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Wesentliche Elemente der übrigen Rückstellungen waren dabei die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich, die zum 31. Dezember 2014 € 1.143 Mio. und zum 31. Dezember 2013 € 1.176 Mio. betragen. Die Rückstellungen beinhalteten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen (zum 31. Dezember 2014: € 735 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 756 Mio.) sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftanlageanteile (zum 31. Dezember 2014: € 408 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 420 Mio.).

Die in die Rückstellungen für nicht vertragliche Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalteten die erwarteten Kosten des Nach- bzw. Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich

Die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen für vertragliche Entsorgungspflichten im Kernenergiebereich betragen zum 31. Dezember 2014 € 1.059 Mio. und zum 31. Dezember 2013 € 1.121 Mio. Die Rückstellungen beinhalteten sämtliche vertragliche Verpflichtungen für die Entsorgungen von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen (zum 31. Dezember 2014: € 690 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 728 Mio.) sowie für die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kernkraftwerksanlagen (zum 31. Dezember 2014: € 369 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 393 Mio.), deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen basierte. Für die schwedischen Kernkraftaktivitäten der Uniper Gruppen waren Schätzungsänderungen zum 31. Dezember 2014 € 20 Mio. und zum 31. Dezember 2013 € 195 Mio. zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich zum 31. Dezember 2014 auf € 61 Mio. und zum

31. Dezember 2013 auf € 77 Mio., von denen zum 31. Dezember 2014 € 22 Mio. und zum 31. Dezember 2013 € 31 Mio. auf die Sydkraft Nuclear Power AB entfielen, welche das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck betreibt.

Rückstellungen im Personalbereich, für sonstige Rückbau- und Entsorgungspflichten, marktorientierte Rückstellungen und Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen

Weitere Rückstellungen wurden gebildet für Verpflichtungen im Personalbereich (zum 31. Dezember 2014: € 653 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 530 Mio.), Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen (zum 31. Dezember 2014: € 640 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 504 Mio.), darüber hinaus beschaffungsmarktorientierte Rückstellungen (zum 31. Dezember 2014: € 1.170 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 1.153 Mio.), absatzmarktorientierte Rückstellungen (zum 31. Dezember 2014: € 210 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 136 Mio.) sowie für Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen (zum 31. Dezember 2014: € 383 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 378 Mio.).

Sonstige übrige Rückstellungen

Die sonstigen übrigen Rückstellungen beinhalteten im Wesentlichen Rückstellungen für Gastransport und Regasifizierung (zum 31. Dezember 2014: € 830 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 744 Mio.) sowie Rückstellungen aus dem Erzeugungsbereich im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Wasserkraft (zum 31. Dezember 2014: € 771 Mio. und zum 31. Dezember 2013: € 687 Mio.). Darüber hinaus waren hier wahrscheinliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

Passive latente Steuern

Die passiven latenten Steuern sanken von € 2.210 Mio. zum 31. Dezember 2013 um € 244 Mio. bzw. 11,0 % auf € 1.966 Mio. zum 31. Dezember 2014. Sie setzen sich im Wesentlichen aus passiven latenten Steuern auf Sachanlagen, Forderungen und Verbindlichkeiten zusammen.

9.9 KAPITALFLUSSRECHNUNG

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Kapitalflussrechnung der Uniper Gruppe für die jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträume und die jeweils zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015 (ungeprüft)	2015 (geprüft)	2014 (geprüft)	2013 (geprüft)
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.885	97	-3.757	-2.812	-1.133
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3.275	645	5.357	5.209	2.191
Veränderungen der Rückstellungen	-1	101	1.388	460	957
Veränderungen der latenten Steuern	42	-84	-50	-170	-337
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-27	-252	-79	214	677
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-383	-7	-27	3	4
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	2.931	1.801	-1.367	-1.467	-1.805
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)	1.952	2.301	1.465	1.437	554
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	1.175	194	208	170	151
Auszahlungen für Investitionen	-292	-418	-1.083	-1.531	-2.202
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	845	253	713	911	1.756
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-783	-516	-438	-1.055	-722
Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	—	—	-10	1	—
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	945	-487	-610	-1.504	-1.017
Ein/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ⁽¹⁾	127	-3	-2	-101	-100
Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern ⁽²⁾	-2.233	-2.317	-703	96	849
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	—	—	-42	-77	-75
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	468	808	844	622	341
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-1.068	-225	-1.076	-503	-274
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.706	-1.737	-979	37	741
Liquiditätswirksame Veränderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	191	77	-124	-30	278
Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	38	51	83	-181	-58
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenbeginn	299	340	340	551	331
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Periodenende	528	468	299	340	551
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit					
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-12	-101	-404	-205	-248
Gezahlte Zinsen	-215	-92	-234	-238	-200
Erhaltene Zinsen	45	53	82	136	137
Erhaltene Dividenden	12	16	60	66	93

(1) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten (enthaltene Einzahlungen 2015: € 7 Mio., 2014: € 0 Mio., 2013: € 10 Mio.).

(2) Die Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern umfassen im Wesentlichen Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge, Auszahlungen aus dem Erwerb von wirtschaftlichen Einheiten i.R.d. legalen Reorganisation und die Finanzierung mit dem E.ON-Konzern.

9.9.1 Vergleich der zum 30. Juni 2016 und 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeiträume

Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

Der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit sank von € 2.301 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 349 Mio. bzw. 15,2 % auf € 1.952 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf Auszahlungen im Segment Globaler Handel im Zusammenhang mit der erzielten Einigung mit Gazprom. Dieser Effekt überkompensierte eine Einmalzahlung des finnischen Energieerzeugungsunternehmens Fortum Oyj zur anteiligen Kostenübernahme für das Kernkraftwerk Oskarshamn, Schweden, im Segment Europäische Erzeugung.

Cashflow aus der Investitionstätigkeit

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit veränderte sich von einem Mittelabfluss von € -487 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 1.432 Mio. auf einen Mittelzufluss von € 945 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Die Investitionen sanken von € 418 Mio. um € 126 Mio. auf € 292 Mio. Die Einzahlungen aus Desinvestitionen stiegen von € 194 Mio. um € 981 Mio. auf € 1.175 Mio. Dieser Anstieg resultierte im Wesentlichen aus dem Verkauf der Anteile an der PEGI inklusive der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG an die E.ON Beteiligungen GmbH im März 2016.

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit sank von € -1.737 Mio. im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum um € 969 Mio. bzw. 55,8 %, auf € -2.706 Mio. im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf der Rückführung von Finanzverbindlichkeiten.

9.9.2 Vergleich der Geschäftsjahre 2015 und 2014

Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

Der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit stieg von € 1.437 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 28 Mio. bzw. 1,9 % auf € 1.465 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Der Anstieg beruhte im Wesentlichen auf dem Nettoanstieg betrieblicher Forderungen und Verbindlichkeiten, diesem stand allerdings teilweise das gesunkene Ergebnis gegenläufig gegenüber.

Cashflow aus der Investitionstätigkeit

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit stieg von € -1.504 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 894 Mio. bzw. 59,4 % auf € -610 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten stiegen dabei von € 170 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 38 Mio. bzw. 22,4 % auf € 208 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Investitionen sanken von € 1.531 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 448 Mio. bzw. 29,3 % auf € 1.083 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Grund hierfür waren insbesondere höhere Investitionen in Russland und Brasilien im Geschäftsjahr 2014.

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit sank von € 37 Mio. im Geschäftsjahr 2014 um € 1.016 Mio. auf € -979 Mio. im Geschäftsjahr 2015. Die Mittelabflüsse resultierten hauptsächlich aus Transaktionen mit dem E.ON-Konzern. Hierin sind Zahlungen aus Gewinnabführungsverträgen, Dividendenzahlungen sowie Zahlungen aus weiteren Finanz- und Kapitaltransaktionen mit dem E.ON-Konzern enthalten.

9.9.3 Vergleich der Geschäftsjahre 2014 und 2013

Cashflow aus der Geschäftstätigkeit

Der Cashflow aus der Geschäftstätigkeit stieg von € 554 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 883 Mio. bzw. 159,4 % auf € 1.437 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Diese Veränderung beruhte im Wesentlichen auf positiven Working Capital-Effekten, insbesondere im Vorratsvermögen, welche durch den Ergebnismrückgang teilweise kompensiert wurden.

Cashflow aus der Investitionstätigkeit

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit sank von € -1.017 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 487 Mio. bzw. 47,9 % auf € -1.504 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten stiegen dabei von € 151 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 19 Mio. bzw. 12,6 % auf € 170 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Die Investitionen sanken von € 2.202 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 671 Mio. bzw. 30,5 % auf € 1.531 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Grund hierfür war im Wesentlichen der Erwerb sowie der Ausbau neuer Aktivitäten in Brasilien im Geschäftsjahr 2013.

Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit

Der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit sank von € 741 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um € 704 Mio. bzw. 95,0 % auf € 37 Mio. im Geschäftsjahr 2014. Unverändert hohen Nettorückführungen von Finanzverbindlichkeiten standen niedrigere Mittelabflüsse gegenüber, die fast ausschließlich auf Transaktionen mit dem E.ON-Konzern zurückzuführen waren. Hierin sind Zahlungen aus Gewinnabführungsverträgen, Dividendenzahlungen sowie Zahlungen aus weiteren Finanz- und Kapitaltransaktionen mit dem E.ON-Konzern enthalten.

9.10 INVESTITIONEN

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Investitionen der Uniper Gruppe in den jeweils zum 30. Juni 2016 und 2015 endenden Halbjahreszeiträumen sowie in den zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahren, aufgeschlüsselt nach Segmenten.

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015	2014	2013
	(in Mio. €)				
Europäische Erzeugung	177	275	774	877	1.018
Globaler Handel	66	58	112	105	147
Internationale Stromerzeugung	44	85	193	547	1.037
Administration/Konsolidierung	5	—	4	2	0
Summe	292	418	1.083	1.531	2.202

Im Zeitraum zwischen dem 30. Juni 2016 und dem Datum dieses Prospekts wurden keine Investitionsvorhaben abgeschlossen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Projekte, die gestartet bzw. beschlossen wurden und weiterer Investitionen bedürfen:

Projekt	Segment und Standort	geplantes und noch ausstehendes Investitionsvolumen (in € Mio.)	Projekt- start	geplante Fertig- stellung
Provence 4	Europäische Erzeugung, Frankreich	weniger als 50	2013	2016
Maasvlakte 3 ⁽¹⁾	Europäische Erzeugung, Niederlande	weniger als 50	2007	2016
Berjosowskaja GRES TG 3 ⁽²⁾	Internationale Stromerzeugung, Russland	weniger als 400	2011	Mitte 2018
Datteln 4	Europäische Erzeugung, Deutschland	weniger als 500	2006	2018
Nord Stream 2 ⁽³⁾	Globaler Handel, Deutschland und Russland ⁽⁴⁾	zwischen 300 und 1.000	2016	Ende 2019

(1) Das Kraftwerk ist bereits in Betrieb.

(2) Die genauen Kosten für die Reparatur nach dem Feuerschaden im Februar 2016 können erst nach einer vollständigen Untersuchung des Vorfalls ermittelt werden. Anhand der zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung bekannten Informationen ist von Reparaturkosten von mehr als 25 Mrd. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 352,7 Mio.) auszugehen. Zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung sind die Gespräche mit den betroffenen Versicherungsunternehmen noch nicht abgeschlossen. Die Uniper Gruppe geht aber davon aus, dass ein nicht unwesentlicher Teil des Schadens durch Versicherungsleistungen abgedeckt sein wird.

(3) Die Durchführung der Investitionen und deren Umfang sowie der Zeitraum der Durchführung hängen davon ab, ob und in welcher Form die Uniper Gruppe mit alternativen Ansätzen zu der Umsetzung des Projekts Nord Stream 2 beitragen wird.

(4) Die Pipeline soll durch die Ostsee von Russland nach Deutschland verlaufen.

Neben den genannten Projekten wird es weitere Investitionen im Bereich der Wartung und Instandhaltung sowie sonstige erforderliche Investitionen in Kraftwerke geben. Geografisch betrachtet

bleibt Deutschland Schwerpunktland der geplanten Investitionstätigkeit. Hier investiert die Uniper Gruppe maßgeblich in den Erhalt der konventionellen Stromerzeugung. Im Segment Europäische Erzeugung wird in den Erhalt der Anlagen zur Stromerzeugung investiert. Im Segment Globaler Handel wird im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts sowie in IT-Systeme investiert. Im Segment Europäische Stromerzeugung entfällt der größte Teil der Investitionen auf Kraftwerke in Deutschland.

9.10.1 Investitionen im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum im Vergleich zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum

Europäische Erzeugung

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden in das Segment Europäische Erzeugung € 177 Mio. investiert, dieser Wert lag € 98 Mio. bzw. 35,6 % niedriger als im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum mit € 275 Mio. Die Veränderung beruhte im Wesentlichen auf getroffenen Entscheidungen zur Stilllegung der schwedischen Kernkraftblöcke Oskarshamn 1 und 2.

Globaler Handel

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden in das Segment Globaler Handel € 66 Mio. investiert, dieser Wert lag € 8 Mio. bzw. 13,8 % höher als im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum mit € 58 Mio. Die Veränderung im Segment Globaler Handel beruhte maßgeblich auf höherer Kapitalzuführung für Projektaktivitäten, wobei ein wesentlicher Teil des eingesetzten Kapitals bereits im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum zurückgeflossen ist (Ausweis unter Desinvestitionen).

Internationale Stromerzeugung

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum wurden in das Segment Internationale Stromerzeugung € 44 Mio. investiert, dieser Wert lag € 41 Mio. bzw. 48,2 % niedriger als im zum 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum mit € 85 Mio. Diese Veränderung resultierte im Wesentlichen aus der Fertigstellung des Braunkohlekraftwerkblocks Berjosowskaja 3.

9.10.2 Investitionen im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2014

Europäische Erzeugung

Im Geschäftsjahr 2015 wurden € 774 Mio. im Segment Europäische Erzeugung investiert, dieser Betrag war € 103 Mio. bzw. 11,7 % niedriger als im Geschäftsjahr 2014 mit € 877 Mio. Die Verringerung war u. a. auf die Verschiebung der Inbetriebnahme des Kohlekraftwerks Datteln 4 und geringere Ausgaben für das Kraftwerk Maasvlakte 3 in den Niederlanden, das 2015 in Betrieb ging, zurückzuführen. Weitere wesentliche Projekte waren z. B. die Revisionsarbeiten am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2 in Schweden und Umweltschutzmaßnahmen im Kraftwerk Ratcliffe in Großbritannien.

Globaler Handel

Im Geschäftsjahr 2015 wurden in das Segment Globaler Handel € 112 Mio. investiert, dieser Wert lag € 7 Mio. bzw. 6,7 % höher als im Geschäftsjahr 2014 mit € 105 Mio. Die Investitionen erfolgten im Wesentlichen in das Gasspeichergeschäft und Beteiligungen im Gas- und Ölgeschäft.

Internationale Stromerzeugung

Im Geschäftsjahr 2015 wurden in das Segment Internationale Stromerzeugung € 193 Mio. investiert, dieser Wert lag € 354 Mio. bzw. 64,7 % erheblich niedriger als im Geschäftsjahr 2014 mit € 547 Mio. Die Investitionen entfielen im Wesentlichen auf Neubauprogramme in Russland.

9.10.3 Investitionen im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013

Europäische Erzeugung

Im Geschäftsjahr 2014 wurden in das Segment Europäische Erzeugung € 877 Mio. investiert, dieser Wert lag € 141 Mio. bzw. 13,9 % niedriger als im Geschäftsjahr 2013 mit € 1.018 Mio. Wesentliche Projekte in der Erzeugung waren z. B. in Schweden die Revisionsarbeiten zur Verlängerung der Laufzeit am Kernkraftwerksblock Oskarshamn 2, in Großbritannien Umweltschutzmaßnahmen beim Kraftwerk Ratcliffe, in den Niederlanden der Kraftwerksneubau Maasvlakte 3 und in Frankreich die Umrüstung des Kraftwerks Provence 4 auf die Verfeuerung von Biomasse.

Globaler Handel

Im Geschäftsjahr 2014 wurden in das Segment Globaler Handel € 105 Mio. investiert, dieser Wert lag € 42 Mio. bzw. 28,6 % niedriger als im Geschäftsjahr 2013 mit € 147 Mio. Der Rückgang war im Wesentlichen durch geringere Investitionen in das Gasspeichergeschäft und in die Gasinfrastruktur bedingt, da einige Projekte abgeschlossen wurden.

Internationale Stromerzeugung

Im Geschäftsjahr 2014 wurden in das Segment Internationale Stromerzeugung € 547 Mio. investiert, dieser Wert lag um € 490 Mio. bzw. 47,3 % niedriger als im Geschäftsjahr 2013, in dem € 1.037 Mio. aufgewendet wurden. Die Investitionen entfielen im Geschäftsjahr 2014 im Wesentlichen auf Neubauprogramme in Russland und die Aktivitäten in Brasilien, darunter der Erwerb einer Beteiligung an Pecém II Participacoes S.A., die ein Kohlekraftwerk betreibt.

9.10.4 Finanzierung von laufenden Investitionen und künftigen Investitionen

Es ist angestrebt, dass Investitionen der Uniper Gruppe durch den operativen Cashflow des jeweiligen Jahres und die Erlöse aus Desinvestitionen finanziert werden. Bei unterjährigen Spitzen in den Finanzierungserfordernissen der Uniper Gruppe ist die Nutzung einer revolvingen, syndizierten Darlehenslinie möglich.

9.11 FINANZSTRUKTUR VOR UND NACH DER ABSPALTUNG VOM E.ON-KONZERN

Die Uniper Gruppe war bis zu dem Beginn ihrer Verselbständigung in das Finanzmanagement des E.ON-Konzerns eingebunden. Die Finanzierung erfolgte überwiegend im Wege der Einbindung in das Cash Pooling-Verfahren des E.ON-Konzerns. Die E.ON SE oder von ihr beauftragte Finanzinstitute (Kredit- und Versicherungsinstitute) vergaben für die Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen von Gesellschaften der Uniper Gruppe gegenüber deren Vertragspartnern Sicherheiten (z. B. Garantien, Patronats- bzw. Organschaftserklärungen). Zudem wurden vom E.ON-Konzern Währungssicherungsgeschäfte mit Gesellschaften der Uniper Gruppe durchgeführt.

Es wurden bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die finanzielle Verselbständigung der Uniper Gruppe bis zum Wirksamwerden der Abspaltung vorzubereiten.

9.11.1 Finanzstruktur nach Verselbständigung und vor Abspaltung vom E.ON-Konzern

Im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe wurde die Einbindung der zur Uniper Gruppe gehörenden Gesellschaften in das automatische Cash Pooling-Verfahren des E.ON-Konzerns aufgehoben. Die sich zum Zeitpunkt der Aufhebung ergebenden Einzelsalden der jeweiligen Gesellschaft der Uniper Gruppe wurden auf die Gesellschaft übertragen oder durch Cash-Ausgleich beglichen und im Wege einer Gesamtsaldierung im Verhältnis der Gesellschaft zur E.ON SE zentralisiert. Hierfür hat die E.ON SE der Gesellschaft eine Darlehenslinie eingeräumt, durch die die Uniper Gruppe bis zum Wirksamwerden der Abspaltung den Finanzbedarf deckt. Daneben wurde ein eigenes Cash Pooling-Verfahren für die Uniper Gruppe etabliert. Neben der Darlehenslinie zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft bestehen verschiedene Darlehen zwischen den Gesellschaften der Uniper Gruppe und der E.ON SE bzw. ihren Finanzierungsgesellschaften. Diese werden noch bis zu ihrer Fälligkeit weitergeführt, sofern die Fälligkeit vor dem Wirksamwerden der Abspaltung liegt oder spätestens bis zum Wirksamwerden der Abspaltung zum Marktwert abgelöst.

9.11.2 Finanzstruktur nach Abspaltung vom E.ON-Konzern

Nach Wirksamwerden der Abspaltung wird sich die Uniper Gruppe im Wesentlichen durch Inanspruchnahme einer syndizierten Bankenfinanzierung finanzieren. Am 1. Juni 2016 hat die Uniper Gruppe mit einem aus drei Banken bestehenden internationalen Bankenkonsortium einen Darlehensvertrag bestehend aus zwei Tranchen mit einem Gesamtvolumen von € 5 Mrd. abgeschlossen. Im Juli 2016 hat die Gesellschaft die Höhe der unter dem Darlehensvertrag zugesagten Darlehensfazilitäten freiwillig auf € 4,5 Mrd. reduziert. Im Rahmen der folgenden Syndizierung sind dem Darlehensvertrag 12 weitere Banken beigetreten. Die unter dem Darlehensvertrag zugesagten Tranchen umfassen ein Laufzeitdarlehen in Höhe von € 2,0 Mrd. (vor oben genannter Reduzierung der Darlehensfazilitäten € 2,5 Mrd.) und eine revolvingende Darlehenslinie in Höhe von € 2,5 Mrd. Beide Darlehensfazilitäten können nach Wirksamwerden der Abspaltung in Anspruch genommen werden.

Das Laufzeitdarlehen hat eine Fälligkeit von drei Jahren und dient der Refinanzierung von Verbindlichkeiten gegenüber der E.ON SE und ihren übrigen Tochtergesellschaften. Die revolvingende Darlehenslinie hat eine anfängliche Laufzeit von drei Jahren und dient insbesondere der Finanzierung allgemeiner Unternehmenszwecke. Die Darlehenslinie sieht Verlängerungsoptionen vor unter denen mit Zustimmung der Banken die Fälligkeit um insgesamt bis zu zwei Jahre verlängert werden kann (ausführliche Beschreibung siehe „11. Geschäftstätigkeit — 11.17 Wesentliche Verträge — 11.17.4 Darlehensverträge“).

Daneben verfügt die Uniper Gruppe über Garantielinien mit Banken zur Deckung von entsprechenden Anforderungen im operativen Geschäft, z. B. Avalen.

9.12 RISIKOMANAGEMENTSYSTEM

Identifizierte Risiken werden für die Zwecke des Risikomanagements der Uniper Gruppe in den folgenden Risikoarten zusammengefasst: operative Risiken, Marktpreisrisiken, Kreditrisiken und Liquiditätsrisiken.

Das Risikokomitee der Uniper Gruppe bespricht in regelmäßigen Abständen die Risikolage der Uniper Gruppe und entscheidet gegebenenfalls über Maßnahmen, die im Hinblick auf bedeutende Risiken zu ergreifen sind.

Es werden regelmäßig die Auswirkungen von Risiken auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie die Zahlungsströme der Uniper Gruppe analysiert. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass nicht Risiken in einem Umfang eingegangen werden, der nicht durch die verfügbaren finanziellen Ressourcen abgedeckt ist.

Der Barmittelbedarf wird laufend im Rahmen eines zentralen Liquiditätsrisikomanagements analysiert. Dadurch soll gewährleistet werden, dass die Uniper Gruppe jederzeit zur Erfüllung ihrer Zahlungsverpflichtungen in der Lage ist.

Die Uniper Risk Consulting GmbH, eine 100 %ige Tochter der Gesellschaft (Stand 30. Juni 2016), ist in der Uniper Gruppe für das Management von Versicherungsrisiken verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die betrieblichen Risiken der Uniper Gruppe durch Versicherungsinstrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die Uniper Risk Consulting GmbH u. a. die Bestandsführung, das Schadensmanagement, die Abrechnung der Versicherungsverträge und -ansprüche sowie das entsprechende Reporting sicher.

Im Folgenden werden die spezifischen Risikomanagementansätze für die einzelnen Risikoarten beschrieben.

9.12.1 Operatives Risikomanagement

Zu den operativen Risiken zählen u. a. Anlagerisiken (technische Risiken, Umweltrisiken und Projektrisiken), „HSSE“ Risiken (Risiken für Gesundheit und Arbeitsschutz, die Umwelt, die Geschäftskontinuität und das Krisenmanagement sowie Informationssicherheit), Betrugsrisiken, Personalrisiken, Reputationsrisiken sowie sonstige, in erster Linie rechtliche, politische und regulatorische Risiken.

(i) Risikomanagement im Anlagenbereich

Die Uniper Gruppe hat für ihre Anlagen ein Risikomanagementsystem zur Minderung von technologischen Risiken eingeführt, in dessen Rahmen potentielle Gefährdungen und deren Prävention sowie die betrieblichen Risiken und Chancen im Zusammenhang mit ihren Betriebsanlagen analysiert werden.

Die Uniper Gruppe arbeitet ständig an der Verbesserung des optimalen Einsatzes ihrer Erzeugungsanlagen. Gleichzeitig setzt die Uniper Gruppe betriebliche Maßnahmen und Infrastrukturmaßnahmen um, durch die die Zuverlässigkeit der Erzeugungsanlagen selbst unter außergewöhnlich ungünstigen Bedingungen verbessert wird.

Die Uniper Gruppe hat die betrieblichen und finanziellen Auswirkungen von Umweltrisiken in ihrem Notfallplan berücksichtigt. Sie sind Bestandteil eines Katalogs von Krisen- und Systemausfallszenarien, der von dem Zwischenfall- und Krisenmanagement-Team der Uniper Gruppe erarbeitet wurde.

Die Uniper Gruppe ergreift u. a. die folgenden umfassenden Maßnahmen, um diesen Risiken zu begegnen:

- Systematische Schulungs-, Weiterbildungs- und Qualifikationsprogramme für Mitarbeiter
- Kontinuierliche Weiterentwicklung und Optimierung von Produktionsverfahren, -prozessen und -technologien
- Systematische Evaluierung potentieller Gefährdungen und ihrer Prävention
- Laufende Bewertung von technischen Risiken und Chancen im Zusammenhang mit Anlagen
- Regelmäßige Wartung und Inspektion von Anlagen
- Richtlinien sowie Arbeits- und Verfahrensanweisungen
- Risikobasierte Priorisierung von Wartungsbudgets/betrieblichen Aufwendungen
- Qualitätsmanagement, -kontrollen und -sicherung
- Projekt-, Umwelt- und Alterungsmanagement
- Krisenabwehrorganisation und Notfallplanungen

Darüber hinaus ist es das erklärte Ziel der Uniper Gruppe durch ein professionelles Projektmanagement, welches die Identifizierung der Risiken und Möglichkeiten eines Projektes als integralen Teil der Projektsteuerung begreift, die sich aus den Anlageprojekten der Uniper Gruppe ergebenden Risiken frühzeitig zu erkennen und zu minimieren.

(ii) Risikomanagement Gesundheit und Arbeitsschutz, Umwelt, Geschäftskontinuität und Krisenmanagement sowie Informationssicherheit

(a) Gesundheit, Arbeitsschutz und Umweltrisiken

HSSE-Risiken haben eine hohe Priorität für die Planung und Durchführung der Geschäftstätigkeiten der Uniper Gruppe. Die Uniper Gruppe hat HSSE Mindestanforderungen entwickelt und in einer HSSE Policy festgehalten. Diese Policy deckt eine Vielzahl von Themenbereichen ab und behandelt u. a.:

- Ziele der Policy
- Organisationsstrukturen und Verantwortlichkeiten
- Kommunikationskanäle und Reporting Strukturen
- Kompetenzen, Training und Bewusstsein für bestimmte Themen
- Vorbereitung und Reaktion auf Notfälle
- Aufnahme, Ermittlung und Analyse von Zwischenfällen
- Leistungsüberwachung und Compliance

Das Management der Uniper Gruppe ist für die Umsetzung dieser Mindestanforderung sowie der gesetzlichen und branchenspezifischen Anforderungen verantwortlich.

Um zu identifizieren, wo eine Notwendigkeit von Verbesserungen besteht, werden quartalsweise Leistungsberichte für Management und Vorstand erstellt.

(b) Geschäftskontinuitätsrisiken und Krisenmanagement

Eine zentrale Stelle für Geschäftskontinuität und Krisenmanagement betreut ein umfangreiches Geschäftskontinuitäts- und Krisenmanagementsystem. Berichtswege und Kommunikationskanäle von lokalen Notfallteams auf Betriebsebene über die Krisenteams auf Geschäftsebene bis zur Krisenmanagement-Organisation der Gesellschaft sind festgelegt und umgesetzt. Regelmäßige Schulungen und Übungen werden geplant und durchgeführt. Verfahren und Leitfäden, die die Störfallmeldung und das Störfall- und Krisenmanagement betreffen, sind umgesetzt, kommuniziert, eingeübt und geprüft.

(c) Informationssicherheitsrisiken

Da die Prozesse und Aktivitäten des Kerngeschäfts der Uniper Gruppe in immer stärkerem Maß von Informationstechnologie abhängen, besteht die Notwendigkeit, die Systeme der Uniper Gruppe durch Einsatz eines effektiven und risikoorientierten Vorgehens gegen Bedrohungen zu schützen. Es werden in regelmäßigen Abständen Risikoanalysen und Geschäftsfolgeeinschätzungen durchgeführt, um mögliche Verwundbarkeiten und Bedrohungen zu identifizieren und mögliche Risiken für die Geschäftsabläufe der Uniper Gruppe zu minimieren.

Die Optimierung von Fehlererkennung- und Korrekturfähigkeiten und die Vorbereitung von möglichen Reaktionen auf dynamische Entwicklungen sollen es der Uniper Gruppe ermöglichen, im Ernstfall ihre Geschäftsabläufe mit möglichst geringen Einschränkungen fortzusetzen.

Aufgrund der ständigen Veränderungen im Bereich Cyber-Bedrohungen hat die Uniper Gruppe zum Schutz ihrer Geschäftsprozesse und Anlagen ein umfassendes Informationssicherheitssystem basierend auf dem Standard ISO/IEC 27000 implementiert.

(iii) Betrugsrisikomanagement

Die Uniper Gruppe verfügt über ein umfassendes internes Governance- und Kontrollsystem. Die Uniper Gruppe erwartet von ihren Mitarbeitern ein ausgeprägtes Risikobewusstsein und unterstützt und stärkt regelkonformes Verhalten durch unternehmensweite Schulungs- und Informationsmaßnahmen. Im Tagesgeschäft dienen das Vier-Augen-Prinzip, gegebenenfalls Aufgabentrennung und verschiedene Kontrollen als wirksame Mittel zur Prävention bzw. Aufdeckung von Unregelmäßigkeiten.

(iv) Personalrisikomanagement

Die Uniper Gruppe verfügt auf bestimmten Gebieten über unverzichtbare Expertise und Schlüsselmitarbeiter. Falls maßgebliche Personen das Unternehmen verlassen sollten, könnte dies spürbare Auswirkungen auf Ertragspotential, Unternehmensfortführung, Innovation und Entwicklung haben. Um das Personalrisiko zu steuern und zu mindern, bemüht sich die Uniper Gruppe um den Wissenstransfer innerhalb von Teams, die Schulung von neuen Mitarbeitern als Nachfolgern und den Aufbau von Kompetenzen und nimmt regelmäßige Überprüfungen und Anpassungen der bestehenden Anreizsysteme für ihre Mitarbeiter vor.

(v) Reputationsrisikomanagement

Zur Minderung von Reputationsrisiken verfügt die Uniper Gruppe über eine Reihe von Kontrollsystemen, die dafür sorgen, dass das Unternehmen sowohl intern als auch im Außenverhältnis hohe Standards einhält. Die Uniper Gruppe stellt einen angemessenen Außendialog sicher und geht beim Aufbau von Beziehungen zu interessierten Medien oder anderen Stakeholdergruppen (Finanzbranche, Umweltorganisationen, Regulierungsbehörden etc.) proaktiv vor, um mögliche Probleme so früh wie möglich zu identifizieren und für eine klare und angemessene Darstellung der Position der Uniper Gruppe zu sorgen.

(vi) Management von externen Risiken (rechtlichen, politischen, regulatorischen Risiken)

Die Uniper Gruppe ist operativen Risiken im Zusammenhang mit dem politischen, regulatorischen und rechtlichen Umfeld ausgesetzt. Die Uniper Gruppe beteiligt sich an einem intensiven Dialog mit

externen Stakeholdern, wie etwa Regierungsstellen, politischen Parteien, Regulierungsbehörden und Vereinen um mögliche negative Auswirkungen auf die Uniper Gruppe aufgrund von Veränderungen des politischen, regulatorischen und rechtlichen Umfelds frühzeitig zu identifizieren und um solche negativen Auswirkungen durch Mitwirkung bei der Ausgestaltung der beabsichtigten Maßnahmen zu reduzieren.

9.12.2 Marktrisikomanagement

Zu den Marktrisiken zählen Risiken im Zusammenhang mit Änderungen von Commodity-Preisen, Wechselkursen oder Zinssätzen.

(i) Risikomanagement im Commodity-Bereich

Die physischen Anlagen, die Langfristverträge und der Endkundenvertrieb des Portfolios der Uniper Gruppe sind aufgrund schwankender Preise von Commodities Risiken ausgesetzt. Die Marktpreisrisiken treten für die Uniper Gruppe insbesondere für Preise in Bezug auf Strom, Gas, Kohle, Fracht, Öl, LNG und Emissionszertifikate auf.

Die Uniper Gruppe steuert den überwiegenden Teil ihrer Commodity-Risiken über eine zentrale Handelsfunktion. Das Risikomanagement für die Commodity-Handelsaktivitäten orientiert sich an den allgemeinen Standards in der Industrie für das Handelsgeschäft und beinhaltet Aufgabentrennung, tägliche Gewinn- und Verlust- und Risikoberechnung und -berichterstattung.

Ziel des Risikomanagements für den Commodity-Bereich ist es, den Wert des Commodity-Portfolios der Uniper Gruppe zu optimieren und gleichzeitig die damit verbundenen potentiellen Verluste zu begrenzen.

Die Kernelemente des Risikomanagements für den Commodity-Bereich sind in der Marktrisikorichtlinie der Uniper Gruppe geregelt. Zu diesen Kernelementen zählen der Neuproduktprozess, der die Identifizierung neuer Risiken unterstützt, eine Reihe von Schlüsselindikatoren, die eine Quantifizierung des Commodity-Risikos ermöglichen, sowie ein System von Risikokontrollen und -limits. Commodity-Preisrisiken werden auf Grundlage eines *Value-at-Risk*-Ansatzes mit einem Konfidenzintervall von 95 % gemessen. Die *Value-at-Risk*-Zahlen werden durch Stop-Loss- und volumenbasierte Indikatoren ergänzt. Gegebenenfalls werden zusätzliche portfoliospezifische Beschränkungen festgelegt.

Commodity-Preisrisiken werden täglich von eigens zu diesem Zweck eingerichteten Spezialistenteams analysiert und überwacht. Das verantwortliche Management wird täglich über Gewinne und Verluste aus den Commodity-Handelsaktivitäten und über die bestehenden Risiken informiert.

Für das Risikomanagement im Commodity-Bereich werden Commodity-Positionen auf Grundlage von internen organisatorischen Verantwortlichkeiten und Handelsstrategien zusammengefasst. In den Berechnungen des Commodity-Risikos werden Marktkorrelationen und Portfoliodiversifizierung im Einklang mit beschlossenen Risikorichtlinien berücksichtigt.

Die Methoden für die Quantifizierung und Analyse des Commodity-Risikos werden regelmäßig überprüft und weiterentwickelt, um sicherzustellen, dass sie die Risikopositionen und die sich daraus ergebende Exponierung in angemessener Weise widerspiegeln.

Commodity-Preisrisiken werden innerhalb von vom Vorstand und vom Aufsichtsrat gebilligter Obergrenzen eingegangen.

Bei der Uniper Gruppe kommen zwei sich ergänzende Ansätze zur Risikominderung zum Einsatz: Commodity-Risiken werden einerseits aus wirtschaftlicher Sicht über den gesamten überschaubaren Zeithorizont hinweg unter Berücksichtigung der Marktliquidität begrenzt. Gleichzeitig erfolgt eine Begrenzung dieser Risiken aus rechnungslegerischer Sicht pro Kalenderjahr über einen dreijährigen Planungshorizont. Durch diesen zweiten Ansatz wird die Begrenzung der potentiellen negativen Abweichungen vom angestrebten EBIT unterstützt.

Die Festlegung und Billigung der Obergrenzen für das Commodity-Risiko ist in das übergeordnete unternehmensweite Risikobewertungsverfahren eingebettet, in das alle bekannten Verpflichtungen und quantifizierbaren Risiken einfließen.

(ii) Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Die Uniper Gruppe ist auf verschiedene Weise infolge ihrer Geschäftsaktivitäten und ihrer geografischen Reichweite Wechselkursrisiken ausgesetzt.

Aufgrund der Beteiligung an geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraums entstehen in der Uniper Gruppe Währungsrisiken (Translationsrisiken). Durch Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aus der Umrechnung der Bilanz- und Gewinn- und Verlustrechnungs-Positionen der ausländischen Konzerngesellschaften im Konzernabschluss. Die Absicherung von Währungsrisiken erfolgt durch Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die gegebenenfalls auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative und originäre Finanzinstrumente eingesetzt. Die Währungsrisiken der Uniper Gruppe werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad angepasst, wenn dies für wirtschaftlich erachtet wird.

Für die Uniper Gruppe bestehen zusätzlich operative Risiken aus Fremdwährungstransaktionen (Transaktionsrisiken). Diese Risiken ergeben sich für die Gesellschaften der Uniper Gruppe insbesondere durch den physischen und finanziellen Handel von Commodities (z. B. Kohleversorgung für ein Kraftwerk in US-Dollar), konzerninterne Beziehungen sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung.

Diese Risiken werden mithilfe des systematischen Risikomanagements der Uniper Gruppe überwacht, gesteuert und durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente abgesichert. Die Tochtergesellschaften sind für die Steuerung ihrer operativen Währungsrisiken verantwortlich und sichern diese mittels konzerninterner Geschäfte mit der Gesellschaft ab.

(iii) Risikomanagement im Zinsbereich

Die Uniper Gruppe ist infolge variabel verzinslicher Finanzverbindlichkeiten und/oder Investitionen, Pensions- und anderer Verbindlichkeiten in der Bilanz einem Zinsänderungsrisiko ausgesetzt. Änderungen bei Zinssätzen können den Netto-(Zins-)ertrag und die Bewertung von in der Bilanz ausgewiesenen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten beeinträchtigen. Diese Risiken werden mithilfe des systematischen Risikomanagements der Uniper Gruppe überwacht, gesteuert und durch den Einsatz derivativer und originärer Finanzinstrumente teilweise abgesichert.

9.12.3 Kreditrisikomanagement

Die Uniper Gruppe ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Bei dem Kreditrisiko handelt es sich um das Risiko, dass der Uniper Gruppe infolge der Nicht- oder Teilerfüllung bestehender Forderungen durch die Geschäftspartner der Uniper Gruppe oder aus Wiedereindeckungsrisiken bei schwebenden Geschäften ein finanzieller Verlust entsteht.

Im Rahmen des konzernweiten Kreditrisikomanagements wird die Bonität der Geschäftspartner auf Grundlage konzernweiter Mindestvorgaben, die bei bestimmten Geschäftsbereichen, in denen der größte Teil der Risiken eingegangen wird, durch spezifische interne Kontrollprozesse ergänzt werden, systematisch bewertet und überwacht.

Kreditrisiken werden von Uniper durch geeignete Maßnahmen gesteuert, zu denen die Festlegung von Begrenzungen für einzelne Kontrahenten, Kontrahentengruppen und auf Portfolioebene die Hereinnahme von Sicherheiten, die Strukturierung von Verträgen und/oder die Übertragung des Kreditrisikos auf Dritte (wie etwa Versicherer) zählen. Kreditrisiken werden laufend gemessen und überwacht, um die Angemessenheit der ergriffenen Maßnahmen sicherzustellen. Das Risikokomitee der Uniper Gruppe wird regelmäßig über die wesentlichen Kreditrisiken unterrichtet. Eine weitere Grundlage für die Steuerung von Risiken sind eine konservative Anlagepolitik und eine breite Diversifizierung des Portfolios.

Die Uniper Gruppe ist durch ihre Aktivitäten an den internationalen Energiebörsen und durch bilaterale Margining-Vereinbarungen einem Margining-Risiko ausgesetzt. Das Margining-Risiko ist das Risiko, Barmittel auf ein Margin-Konto einzahlen zu müssen, um ungünstige Preisbewegungen bei auf Margin-Basis geschlossenen Kontrakten abzudecken, sei es mit Börsen oder im Rahmen von bilateralen Besicherungsvereinbarungen. Dieses Risiko ist unmittelbar mit tatsächlichen oder potentiellen Commodity-Preisbewegungen verknüpft. Das durch den Handel von Commodities an Börsen entstehende Margining-Risiko wird gemessen, überwacht und anhand eines Gesamtlimits der Uniper Gruppe gesteuert.

9.12.4 Internes Kontrollsystem (IKS)

Interne Kontrollen sind bei Uniper integraler Bestandteil der definierten Prozesse. Sie wurden aufgesetzt, um Risiken im Zusammenhang mit wichtigen Geschäftsprozessen, der Finanzberichterstattung und der Compliance zu minimieren.

In konzernweit einheitlichen Richtlinien sind Anforderungen und Verfahren für die Uniper Gruppe definiert. Sie beinhalten einen Risikokatalog (IKS-Modell), Standards zur Einrichtung, Dokumentation und Bewertung von internen Kontrollen, einen Katalog der IKS-Prinzipien sowie eine Beschreibung der Testaktivitäten der internen Revision.

Der Umfang der internen Kontrolle ist zentral dokumentiert. Es werden an zentraler Stelle Nachweise über die Durchführung und Auswertung von internen Kontrollen aufbewahrt.

9.13 WESENTLICHE RECHNUNGSLEGUNGSBEZOGENE SCHÄTZUNGEN

Die Gesellschaft hat den Kombinierten Abschluss für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre in Einklang mit den IFRS und den Konsolidierten Zwischenabschluss für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum in Einklang mit IAS 34 erstellt. Die Kenntnis der wesentlichen Rechnungslegungsgrundsätze ist erforderlich, um die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe zu verstehen. In bestimmten Fällen ist es notwendig, schätz- und prämissensensitive Bilanzierungsgrundsätze anzuwenden. Diese beinhalten komplexe und subjektive Bewertungen sowie die Verwendung von Annahmen, die Sachverhalte betreffen, die von Natur aus ungewiss sind und Veränderungen unterliegen können. Solche schätz- und prämissensensitive Bilanzierungsgrundsätze können sich im Zeitablauf verändern und einen erheblichen Einfluss auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben. Außerdem können sie Schätzungen und Annahmen enthalten, die der Vorstand der Gesellschaft in demselben Berichtszeitraum aus gleichermaßen nachvollziehbaren Gründen auch anders hätte treffen können. Aufgrund eintretender Abweichung künftiger Ereignisse von Prognosen erfordern Schätzungen routinemäßige Anpassungen.

9.13.1 Geschäfts- oder Firmenwerte

Geschäfts- oder Firmenwerte (auch: Goodwill) unterliegen keiner planmäßigen Abschreibung, sondern werden mindestens einmal jährlich auf Werthaltigkeit überprüft. Wenn Ereignisse oder Umstände eintreten, die darauf hindeuten, dass der Buchwert möglicherweise nicht wiedererlangt werden kann, ist auch unterjährig eine Werthaltigkeitsprüfung durchzuführen. Geschäfts- oder Firmenwerte werden zu Anschaffungskosten, abzüglich kumulierter Abschreibungen aus Wertminderungen, angesetzt.

Die Überprüfung auf Werthaltigkeit des Goodwills erfolgt auf Ebene einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit bzw. Gruppe von zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, welche jeweils die unterste Ebene darstellen, auf der dieser von der Unternehmensleitung überwacht wird. Im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses neu entstandener Goodwill wird den zahlungsmittelgenerierenden Einheiten zugeordnet, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Zusammenschluss Nutzen aus den Synergien des Unternehmenszusammenschlusses ziehen. Für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 erfolgte die Überprüfung auf Werthaltigkeit auf Ebene der berichtspflichtigen Segmente Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills wird der erzielbare Betrag einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit mit ihrem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen. Der erzielbare Betrag ist der höhere der beiden Werte aus beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten der zahlungsmittelgenerierenden Einheit und deren Nutzungswert. Übersteigt der Buchwert der zahlungsmittelgenerierenden Einheit, der Goodwill zugeordnet wurde, den erzielbaren Betrag, so ist auf den dieser zahlungsmittelgenerierenden Einheit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen. Übersteigt einer der beiden Werte – beizulegender Zeitwert, abzüglich Veräußerungskosten, der zahlungsmittelgenerierenden Einheit oder Nutzungswert – den Buchwert, ist es nicht notwendig, beide Werte zu ermitteln. Erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden. Die Uniper Gruppe bestimmt den erzielbaren Betrag grundsätzlich mittels abgezinster Zahlungsströme (*Discounted-Cashflow-Bewertungen*). Die Bestimmung des erzielbaren Betrags einer zahlungsmittelgenerierenden Einheit, der Goodwill zugeordnet wurde, ist mit Schätzungen des Managements der Uniper Gruppe verbunden.

Die Bewertungen basieren auf der vom Vorstand der Gesellschaft genehmigten Mittelfristplanung. Den Berechnungen für Zwecke der Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die drei Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zwei weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn regulatorische Vorgaben oder Rahmenbedingungen dieses erfordern. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen segmentspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die für den Euro-Raum verwendete Inflationsrate betrug in den Geschäftsjahren 2013 bis 2015 jeweils 1,5 %. In der Planung für das Segment Europäische Erzeugung wird seit 2014 grundsätzlich kein Wachstum mehr unterstellt.

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management der Uniper Gruppe beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Wachstumsraten und der Kapitalkosten. Die Prognosen der Zahlungsströme berücksichtigen Erfahrungen der Vergangenheit, aktuelle operative Ergebnisse und basieren auf der bestmöglichen von dem Management der Uniper Gruppe vorgenommenen Einschätzung künftiger Entwicklungen sowie Marktannahmen. Die Schätzung der Wachstumsraten berücksichtigt Inflations- und Marktwachstumserwartungen sowie makroökonomische Daten und branchenspezifische Trends. Kapitalkostensätze spiegeln die spezifischen Risiken jeder einzelnen zahlungsmittelgenerierenden Einheit, der Goodwill zugeordnet ist, unter Berücksichtigung der gegenwärtigen Marktbeurteilung wider. Diese Schätzungen sowie die zugrunde liegende Methodik können einen erheblichen Einfluss auf die jeweiligen Werte und letztlich auf die Höhe einer möglichen Wertminderung des Goodwills haben.

Während der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit des Goodwills prinzipiell auf dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten beruht, entspricht dieser im Segment Internationale Stromerzeugung grundsätzlich dem Konzept des Nutzungswerts. Dieser Nutzungswert wird grundsätzlich in lokaler Währung und entsprechend den regulatorischen Rahmenbedingungen über einen verlängerten Detailplanungszeitraum bestimmt.

9.13.2 Sachanlagevermögen und sonstige immaterielle Vermögenswerte

Die obigen Ausführungen zu Wertminderungen auf Goodwill gelten im Grundsatz entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten (sonstiges Anlagevermögen). Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer und Sachanlagevermögen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbarer Nutzungsdauer werden ebenso wie der Goodwill jährlich – beziehungsweise im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können, auch unterjährig – auf ihre Werthaltigkeit überprüft.

Der Buchwert von sonstigem Anlagevermögen wird im Falle einer Werthaltigkeitsprüfung mit dessen erzielbarem Betrag, der dem höheren Betrag aus dem Nutzungswert des Vermögenswertes und dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten entspricht, verglichen. Überschreitet der Buchwert den korrespondierenden erzielbaren Betrag, so wird eine Wertminderung in Höhe des Unterschiedsbetrags zwischen Buchwert und erzielbarem Betrag erfasst. Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei diese Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Die obigen Ausführungen zur Bewertung gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten, basieren jedoch grundsätzlich auf der jeweiligen Restnutzungsdauer und berücksichtigen weitere anlagenspezifische Bewertungsparameter.

Die wesentlichen Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management der Uniper Gruppe beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen, der Kapitalkosten und der Restnutzungsdauer sowie anlagenspezifische Bewertungsparameter.

9.13.3 Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Die Wertberichtigung unsicherer Forderungen umfasst in erheblichem Maß Einschätzungen und Beurteilungen einzelner Forderungen, die auf der Kreditwürdigkeit des jeweiligen Kunden, den aktuellen Konjunkturlageentwicklungen und der Analyse historischer Forderungsausfälle auf Portfoliobasis beruhen. Soweit die Gesellschaft die Wertberichtigung auf Portfoliobasis aus historischen Ausfallraten ableitet, vermindert ein Rückgang des Forderungsvolumens solche Vorsorgen entsprechend und umgekehrt.

9.13.4 Rechtsstreitigkeiten

Die Uniper Gruppe ist in unterschiedlichen Jurisdiktionen an Rechtsstreitigkeiten und regulatorischen Verfahren beteiligt. Diese Verfahren können dazu führen, dass der Uniper Gruppe straf- oder zivilrechtliche Sanktionen, Geldbußen oder Vorteilsabschöpfungen auferlegt werden. Die Gesellschaft bildet Rückstellungen für Rechtsstreitigkeiten, regulatorische Verfahren oder behördliche Untersuchungen, wenn es wahrscheinlich ist, dass in Zusammenhang mit diesen Verfahren eine Verpflichtung entstanden ist, die wahrscheinlich zu künftigen Mittelabflüssen führen wird und hinsichtlich ihrer Höhe verlässlich schätzbar ist. Rechtsstreitigkeiten, regulatorischen Verfahren oder behördlichen Untersuchungen liegen häufig komplexe rechtliche Fragestellungen zugrunde und sind mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Entsprechend liegt der Beurteilung, ob zum Stichtag eine gegenwärtige Verpflichtung als Ergebnis eines Ereignisses in der Vergangenheit besteht, ob ein künftiger Mittelabfluss wahrscheinlich und die Verpflichtung verlässlich schätzbar ist, ein erhebliches Ermessen seitens des Managements der Gesellschaft zugrunde. Die Uniper Gruppe beurteilt den jeweiligen Stand eines Verfahrens regelmäßig, auch unter Einbeziehung externer Anwälte. Möglicherweise muss eine Beurteilung aufgrund neuer Informationen geändert werden. Es kann notwendig werden, dass die Höhe einer Rückstellung für ein laufendes Verfahren in Zukunft aufgrund neuer Entwicklungen angepasst werden muss. Veränderungen von Schätzungen und Prämissen im Zeitablauf können eine wesentliche Auswirkung auf die künftige Ertragslage haben. Bei Abschluss des Verfahrens könnten der Uniper Gruppe Aufwendungen entstehen, die die für den Sachverhalt gebildete Rückstellung übersteigen. Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein für die Uniper Gruppe nachteiliger Ausgang einer Rechtsstreitigkeit, eines regulatorischen Verfahrens oder einer behördlichen Untersuchung dazu führen wird, dass die Uniper Gruppe zusätzlich zu der gebildeten Rückstellung weitere Aufwendungen entstehen, die eine wesentliche Auswirkung auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper Gruppe haben können.

9.13.5 Ertragsteuern

Die Uniper Gruppe ist in zahlreichen Steuerjurisdiktionen tätig. Die im Kombinierten Abschluss dargestellten Steuerpositionen werden unter Berücksichtigung der jeweiligen Steuergesetze sowie der einschlägigen Verwaltungsauffassungen ermittelt und unterliegen wegen ihrer Komplexität möglicherweise einer abweichenden Interpretation durch Steuerpflichtige einerseits und lokale Finanzbehörden andererseits. Aktive und passive latente Steuern werden nach IAS 12 „Ertragsteuern“ für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld in Bezug auf einen Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sog. *Initial Differences*). Ein Ansatz von unsicheren Steuerpositionen erfolgt in Höhe des wahrscheinlichsten Wertes. IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert.

Im Rahmen der Beurteilung werden u. a. die geplanten Ergebnisse aus der operativen Geschäftstätigkeit, die Ergebniswirkungen aus der Umkehrung von zu versteuernden temporären Differenzen sowie mögliche Steuerstrategien einbezogen. Da künftige Geschäftsentwicklungen unsicher sind und sich teilweise der Steuerung durch die Unternehmensleitung entziehen, sind

Annahmen zur Schätzung von künftigem steuerpflichtigem Einkommen sowie über den Zeitpunkt der Realisierung von aktiven latenten Steuern erforderlich. Schätzgrößen werden in der Periode angepasst, wenn ausreichende Hinweise für eine Anpassung vorliegen.

9.14 INFORMATIONEN AUS DEM JAHRESABSCHLUSS DER UNIPER AG NACH HGB FÜR DAS GESCHÄFTSJAHR 2015

Im Zusammenhang mit der Vorbereitung der Abspaltung wurden aus der Uniper SE (vormals Uniper AG und davor E.ON Kraftwerke GmbH) die den Geschäftsbetrieb der E.ON Kraftwerke GmbH betreffenden Vermögensgegenstände und Schulden mit Wirkung zum 25. September 2015 und dem Ausgliederungstichtag 1. Januar 2015 ausgegliedert.

Zum 31. Dezember 2015 betrug die Bilanzsumme der Uniper AG € 5.156,1 Mio. Das Finanzanlagevermögen in Höhe von € 4.367,4 Mio. betraf den 46,65 %igen Anteil der Uniper AG an der Uniper Holding GmbH. Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen in Höhe von € 787,6 Mio. resultierten in voller Höhe aus dem Ergebnisabführungsvertrag mit der Uniper Holding GmbH. Guthaben bei Kreditinstituten bestanden zum 31. Dezember 2015 in Höhe von € 1,1 Mio.

Das Eigenkapital der Uniper AG betrug zum 31. Dezember 2015 € 4.367,3 Mio. Hiervon entfielen € 283,4 Mio. auf das gezeichnete Kapital (eingeteilt in 283.445.000 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem Nennwert von je € 1,00), € 4.068,1 Mio. auf die Kapitalrücklage sowie € 15,8 Mio. auf die Gewinnrücklagen. Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen in Höhe von € 788,7 Mio. resultierten im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten aus dem Ergebnisabführungsvertrag mit der E.ON Beteiligungen GmbH, die vor Wirksamwerden der Abspaltung 100 % der Anteile an der Uniper AG hielt. Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Geschäftsjahr 2015 in Höhe von € 0,1 Mio. enthielten Prüfungs- und Beratungskosten im Zusammenhang mit der Ausgliederung sowie Jahresabschlusskosten.

Im Geschäftsjahr 2015 wies die Uniper AG ein positives Zinsergebnis in Höhe von € 0,1 Mio. aus, welches fast vollständig gegenüber verbundenen Unternehmen realisiert wurde.

10 MARKT UND WETTBEWERB

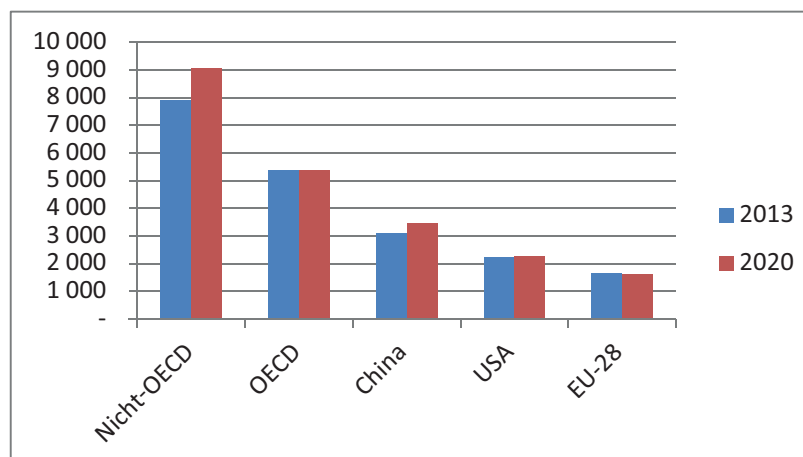
10.1 MARKTENTWICKLUNG DER STROMMÄRKTE

10.1.1 Weltwirtschaftliche Entwicklung

Die weltweite Energienachfrage ist u. a. von der Entwicklung der Weltwirtschaft abhängig. Im Zeitraum von 2015 bis 2020 wird ein globales Wachstum des Bruttoinlandsprodukts („BIP“) mit einer jährlichen Wachstumsrate (*compound annual growth rate* („CAGR“)) von etwa 2,8 % prognostiziert (Quelle: *IWF, World Economic Outlook Database, April 2016; IHS Global Insight, World Economic Service, Juli 2016*). Die regionalen Wachstumsaussichten werden hierbei unterschiedlich beurteilt. IHS rechnet für die EU im Zeitraum von 2015 bis 2020 mit einem BIP-Wachstum von etwa 1,6 %, während für Nordamerika ein BIP-Wachstum von etwa 2,3 % und für Asien von etwa 4,8 % vorausgesagt wird (Quelle: *IHS Global Insight, World Economic Service, Juli 2016*). Insgesamt wird davon ausgegangen, dass die asiatischen Schwellenländer weiter an Bedeutung gewinnen werden.

Ausgehend von diesen Wachstumsaussichten wird im Zeitraum von 2013 bis 2020 mit einer jährlichen Zunahme der globalen Primärenergienachfrage von etwa 1 % gerechnet (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*). Die Energienachfrage wächst dabei in den Nicht-Mitgliedstaaten der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung („OECD“) mit 2 % doppelt so schnell wie im globalen Durchschnitt. Trotz der zu erwartenden Abkühlung der Wachstumsdynamik im größten Schwellenland China – IHS rechnet ab 2024 mit einer Verlangsamung des BIP-Wachstums auf unter 6 % pro Jahr (Quelle: *IHS Global Insight, World Economic Service, Juli 2016*) – wird für China bis zum Jahr 2020 weiterhin eine Zunahme der Primärenergienachfrage von über 1,5 % pro Jahr erwartet (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*). Neben China wird in Indien der zweite große Wachstumstreiber für die globale Energienachfrage gesehen mit einer Zuwachsrate von etwa 4 % pro Jahr bis 2020 (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*). Bezogen auf die globalen Wachstumstreiber der Primärenergienachfrage spielen einzelne europäische Staaten wie Deutschland, Großbritannien oder Frankreich nur eine untergeordnete Rolle. Für die EU als Wirtschaftsraum wird bei einem jährlichen Wirtschaftswachstum von durchschnittlich 1,4 % (CAGR 2013-2020) (Quelle: *IHS Global Insight, World Economic Service, Juli 2016*) ein Rückgang der Primärenergienachfrage um -0,5 % pro Jahr (CAGR 2013-2020) prognostiziert (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*).

Schaubild 5 – Primärenergienachfrage Mtoe Mio. (in Millionen Tonnen Öläquivalenten)



(Quelle: IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015)

Es sei an dieser Stelle nochmals ausdrücklich auf die mit den Nachfrage- und Preisprognosen verbundenen Unsicherheiten hingewiesen, die sich in ähnlicher Form für alle Energieträger darstellen.

10.1.2 Entwicklung der weltweiten Strommärkte

(i) Funktionsweise von Strommärkten

Strommärkte sind aufgrund der Leitungsgebundenheit und ihrer hohen gesamtwirtschaftlichen Bedeutung in starkem Maße durch die jeweilige nationale Regulierung geprägt. Traditionell war die Stromversorgung in den meisten Ländern in der Form regionaler Monopole im Staatseigentum organisiert. Erst ab den 1980er Jahren wurden die Strommärkte weltweit, insbesondere in den weiter

entwickelten Volkswirtschaften, liberalisiert und Staatsbetriebe privatisiert. Notwendige Voraussetzung hierfür war u. a. die Trennung von monopolistisch und wettbewerblich organisierten Bereichen der Energieversorgung (sog. *Unbundling*), um einen diskriminierungsfreien Wettbewerb zu ermöglichen (siehe „13. *Energierechtliche Rahmenbedingungen*“). Weltweit lässt sich heute ein breites Spektrum unterschiedlicher Ausgestaltungsformen von Strommärkten beobachten. Neben dem Grad der Liberalisierung sind die Marktorganisation und die damit verbundene Markttransparenz wesentliche Faktoren. In vielen Ländern haben sich zentral organisierte, transparente und offene Marktplattformen etabliert, wie beispielsweise die Strombörse EEX in Deutschland oder von Übertragungsnetzbetreibern organisierte sog. Pools in Großbritannien und in den USA. Daneben gibt es weiterhin viele Regionen, in denen der Handel nach wie vor maßgeblich über bilaterale Strombezugsvereinbarungen (*Power Purchase Agreements*) erfolgt, beispielsweise im Südosten der USA (Quelle: *FERC, Energy Primer, November 2015, S. 67*). In den meisten Märkten finden sich beide Marktformen in unterschiedlichem Umfang nebeneinander.

(a) *Merit Order Effekt*

Aufgrund der beschränkten Speicherbarkeit von Strom wird der Großhandelspreis von Strom in liberalisierten, zentral organisierten Strommärkten in der Regel sehr stark durch die zu einem bestimmten Zeitpunkt vorliegende unmittelbare Nachfrage- und Angebotssituation bestimmt. Liegt in einem Markt zu einem Zeitpunkt eine bestimmte Bedarfsanforderung (sog. Last) an, so bestimmt sich die Untergrenze für den Strompreis als das Maximum der kurzfristigen Grenzkosten aller zur Deckung der Last notwendigen Kraftwerke. Die Intensität des Wettbewerbs im Markt bestimmt sodann, neben anderen Faktoren (z. B. Marktregeln), ob und in welchem Maße sich Preise oberhalb dieser Grenze bilden können. Dieser Preisfindungsmechanismus führt dazu, dass die Strompreise an den Großhandelsmärkten ausgeprägte zeitliche Schwankungen mit sehr charakteristischen Profilen aufweisen.

Wesentliche Treiber des Strom-Großhandelspreises sind:

- die verfügbaren Erzeugungskapazitäten sowohl konventioneller Erzeuger als auch von Erzeugern Erneuerbarer Energien mit ihren jeweiligen technischen Parametern,
- die Nachfrage nach Strom, d. h. die in einem Zeitpunkt anliegende Last,
- die Preise für die Brennstoffe zur Erzeugung von Strom, insbesondere von Kohle und Erdgas als den in der Stromerzeugung wichtigsten Primärenergieträgern, sowie
- in einigen Märkten der Preis von Emissionszertifikaten, deren Erwerb regulatorisch vorgeschrieben ist.

Mit der sog. *Merit Order* bezeichnet man die nach ihren kurzfristigen Grenzkosten aufsteigend sortierte Einsatzreihenfolge der verfügbaren Kraftwerke. Beginnend mit den niedrigsten Grenzkosten werden solange Kraftwerke mit höheren Grenzkosten zugeschaltet, bis die Bedarfsanforderung gedeckt ist. Die Position eines Kraftwerks in der *Merit Order* bestimmt, wie häufig ein Kraftwerk eingesetzt wird. Typischerweise liegen am Anfang der *Merit Order* Kraftwerke mit hohen Investitionskosten, aber vergleichsweise niedrigen variablen Erzeugungskosten, wie z. B. Kernkraftwerke, Wasserkraftwerke und Braunkohlekraftwerke. In der Mitte bis zum Ende der *Merit Order* liegen typischerweise Steinkohle-, Gas- und Öl-Kraftwerke. Die verfügbaren Kraftwerkskapazitäten, Brennstoffpreise und die technischen Parameter der Erzeugungseinheiten in den einzelnen Ländern unterscheiden sich in der Regel stark voneinander; dementsprechend hat jedes Land eine eigene charakteristische *Merit Order*.

Die Differenz zwischen Strompreis und den Kosten der eingesetzten Brennstoffe wird als *Spread* bezeichnet („*Dark Spread*“ für Steinkohle, „*Spark Spread*“ für Erdgas) und bestimmt wesentlich die Wirtschaftlichkeit eines Kraftwerks. In einigen Märkten werden schädliche Emissionen pönalisiert und führen damit zu zusätzlichen variablen Erzeugungskosten, wie beispielsweise im EU ETS. Wird die Pönalisierung in die Berechnung des *Spreads* einbezogen, spricht man bei Steinkohle vom „*Clean Dark Spread*“ bzw. bei Erdgas vom „*Clean Spark Spread*“. Änderungen der Emissionspönale (im EU ETS der Preis pro emittierter Tonne CO₂-Äquivalent) haben die gleiche Wirkung auf die variablen Erzeugungskosten wie Preisänderungen des verwendeten Primärenergieträgers.

Ändert sich der Preis eines Brennstoffs relativ zu dem anderer Brennstoffe (beispielsweise ein Anstieg des Steinkohlepreises bei gleichbleibendem Erdgaspreis), führt dies zu einer entsprechenden Änderung der variablen Erzeugungskosten der Kraftwerke, die diesen Brennstoff nutzen, womit eine

Verschiebung der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Technologien verbunden ist. Wird eine preissetzende Technologie teurer, steigt ceteris paribus der Strompreis und erhöht damit für alle Kraftwerke die Deckungsbeiträge, die in der Merit Order vor dieser Technologie liegen. Steigen die variablen Erzeugungskosten dabei über die eines anderen Kraftwerks, tauschen diese ihre Positionen in der Merit Order. So ist z. B. in Nordamerika in den letzten Jahren der Erdgaspreis aufgrund des starken Ausbaus der Schiefergas-Förderung stark zurückgegangen, was dazu geführt hat, dass die effizientesten Erdgaskraftwerke in der Merit Order vor die Steinkohlekraftwerke gerückt sind.

Verändert sich die Erzeugungsstruktur, indem neue Kraftwerke in den Markt eintreten oder alte Anlagen stillgelegt werden, führt dies ebenfalls zu entsprechenden Veränderungen der Merit Order und damit auch des Strompreises. So hat beispielsweise in Deutschland der starke Ausbau von Erneuerbaren Energien, die praktisch keine variablen Erzeugungskosten aufweisen und entsprechend regulatorischer Vorgaben mit Vorrang eingespeist werden, dazu geführt, dass der Strompreis immer häufiger durch bisherige Mittellastkraftwerke, z. B. Steinkohlekraftwerke, bestimmt wird, während viele Spitzenlastkraftwerke, z. B. Erdgaskraftwerke, nahezu gar nicht mehr eingesetzt werden. Gleichwohl sind Gaskraftwerke auf längere Sicht aufgrund ihrer Flexibilität in besonderem Maße geeignet, die fluktuierende Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien zu ergänzen.

(b) *Marktintegration*

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist der Grad des Zusammenspiels eines Markts mit den Nachbarmärkten. Voneinander isolierte Märkte haben entsprechend ihrer jeweiligen Erzeugungs- und Nachfragestruktur voneinander unabhängige Preisprofile. Je höher die Kapazität der Übertragungsleitungen zwischen verschiedenen Marktgebieten (Interkonnektoren) ist, desto stärker gleichen sich die Preise der Märkte an. Innerhalb eines Markts kann es zu Engpässen im Übertragungsnetz kommen. Je nach Marktdesign werden diese Engpässe durch direkte Interventionen des Übertragungsnetzbetreibers behoben oder führen zu einer zeitweisen effektiven Aufspaltung des Markts in Teilmärkte mit unterschiedlichen Preisen.

(c) *Energy-Only-Märkte und Kapazitätsmärkte*

In vielen Märkten müssen sich Kraftwerke nahezu vollständig aus dem Verkauf von Strom über die Großhandelsmärkte finanzieren. In solchen sog. *Energy-Only-Märkten* ist es für die Rentabilität insbesondere von Spitzenlastkraftwerken entscheidend, in welchem Umfang sich Strompreise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten bilden. In einer Reihe von Ländern sind in den letzten Jahren sog. Kapazitätsmärkte geschaffen worden, um die Investitionssicherheit für Kraftwerksbetreiber zu erhöhen. Dies gilt z. B. für Großbritannien, die USA und Russland. Die Ausgestaltung dieser Märkte variiert stark. Das Grundmerkmal dieser Märkte ist, dass Kraftwerksbetreiber eine feste Zahlung für die gesicherte Bereitstellung von Erzeugungskapazität erhalten, unabhängig davon, ob die entsprechenden Einheiten später zur Erzeugung herangezogen werden. Da langfristige Erfahrungen mit diesen Märkten fehlen, sind bisher keine gesicherten Prognosen möglich, welche Effekte sich langfristig aus ihrer Einführung einstellen, zumal mit zahlreichen Änderungen am Marktdesign durch die Regulierer zu rechnen ist.

(ii) **Entwicklung von Angebot und Nachfrage**

Weltweit wird ein fortgesetztes Wachstum des Strombedarfs erwartet (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*). Bis 2020 wird mit einem jährlichen Anstieg des globalen Bruttostromverbrauchs gegenüber 2013 um durchschnittlich 2,2 % von 23.318 Terrawattstunden („TWh“) auf 27.222 TWh gerechnet. Für den prognostizierten Anstieg ist in erster Linie eine Zunahme des Strombedarfs in den Schwellenländern verantwortlich, während der Verbrauch in den Industrieländern aufgrund eines stagnierenden Bevölkerungswachstums und Steigerungen in der Energieeffizienz nur um 0,6 % pro Jahr steigen sollen (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, November 2015*).

Die nachfolgenden Tabellen stellen die erwartete Entwicklung der weltweiten Stromerzeugungskapazitäten im Zeitraum von 2013 bis 2020 dar. Die weltweite Zunahme des Gesamtstromverbrauchs spiegelt sich laut der Prognose der International Energy Agency („*IEA*“) in einem entsprechenden Ausbau der Erzeugungskapazitäten um 1.415 GW (3,1 % pro Jahr) von 5.884 GW im Jahr 2013 auf insgesamt 7.299 GW im Jahr 2020 wider. Der erwartete Zuwachs fällt mit einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 5,9 % im Zeitraum von 2013 bis 2020 um insgesamt

833 GW im Bereich der Erneuerbaren Energien am höchsten aus. Hiervon entfallen 313 GW auf Windenergie, gefolgt von Photovoltaik mit 260 GW und Wasserkraft mit 205 GW. Im Bereich fossiler Energieträger beträgt der erwartete Zuwachs der Erzeugungskapazität 527 GW (durchschnittlich 1,9 % pro Jahr), wobei der Großteil des Zuwachses mit 381 GW auf Erdgas fällt, gefolgt von Kohle mit 213 GW, wohingegen die Erzeugungskapazität aus Öl nach dieser Schätzung um insgesamt 68 GW (2,4 %) sinken wird. Im Bereich der Kernkraftproduktion wird mit einem Zuwachs um durchschnittlich 1,9 % pro Jahr bzw. 56 GW gerechnet (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*).

Weltweit lassen sich bei der Entwicklung der Erzeugungsstruktur zwei wesentliche Trends beobachten: einerseits eine starke Zunahme der Erzeugung aus Erneuerbarer Energie, andererseits eine Verschiebung der Erzeugung aus Kohle und Nuklearenergie von den Industrie- in die Schwellenländer.

Eine wachsende Anzahl von Ländern verfolgt das Ziel, die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auszubauen (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*). Neben den Industrieländern gilt dies insbesondere für China und Indien (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*). Hauptmotive sind neben der Verringerung von CO₂-Emissionen vor allem die Verbesserung der Luftqualität und die Etablierung eines stärker diversifizierten Erzeugungsportfolios, um die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern zu reduzieren (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*).

In den OECD-Staaten in Europa und Amerika ist langfristig von einer deutlichen Abnahme der kohlebasierten Erzeugung auszugehen. In Europa ist dies vor allem auf politische und regulatorische Eingriffe zur Reduzierung von CO₂-Emissionen zurückzuführen (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*). In Nordamerika, insbesondere den USA, sind die Gaspreise als Folge der massiv ausgebauten Schiefergas-Förderung stark gesunken, was dazu führt, dass neu zugebaute Erzeugung aus Erdgas die bisher dominierende Kohleerzeugung mehr und mehr verdrängt. Dem Rückgang in den Industrieländern steht ein massiver Anstieg kohlebasierter Erzeugung in den asiatischen Schwellenländern, vor allem in China und Indien, gegenüber (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*).

Während in den OECD-Staaten die Erzeugungskapazität aus Kernenergie insgesamt konstant bleibt, wird sie in den Schwellenländern, insbesondere in China, stark ausgebaut.

Erzeugungskapazität GW ⁽¹⁾ 2013-2020	Alle Technologien			
	2013	2020	Diff.	% p.a.
Weltweit	5.884	7.299	1.415	3,1
OECD-Staaten	2.875	3.163	287	1,4
<i>hiervon</i>				
USA	1.134	1.164	30	0,4
EU	976	1.078	102	1,4
Andere Staaten	3.009	4.137	1.128	4,7
<i>hiervon</i>				
China	1.286	1.850	564	5,3
Indien	263	436	173	7,5

Erzeugungskapazität GW 2013-2020	Kohle				Erdgas			
	2013	2020	Diff.	% p.a.	2013	2020	Diff.	% p.a.
Weltweit	1.851	2.064	213	1,6	1.502	1.883	381	3,3
OECD-Staaten	639	566	-73	-1,7	865	1.001	136	2,1
<i>hiervon</i>								
USA	322	252	-71	-3,5	448	494	45	1,4
EU	185	164	-20	-1,7	214	250	36	2,3
Andere Staaten	1.211	1.497	286	3,1	637	882	245	4,8
<i>hiervon</i>								
China	826	979	152	2,4	48	110	61	12,5
Indien	154	230	76	5,9	22	41	19	9,5

Erzeugungskapazität GW 2013-2020	Nuklearenergie				Erneuerbare Energien			
	2013	2020	Diff.	% p.a.	2013	2020	Diff.	% p.a.
Weltweit	392	448	55	1,9	1.700	2.534	833	5,9
OECD-Staaten	315	314	-1	0,0	855	1161	306	4,5
<i>hiervon</i>								
USA	105	108	3	0,5	196	280	84	5,2
EU	129	124	-4	-0,5	389	503	114	3,7
Andere Staaten	78	134	56	8,1	845	1.373	527	7,2
<i>hiervon</i>								
China	17	55	38	18,3	384	696	312	8,9
Indien	6	10	4	7,6	74	147	73	10,3

(Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015*, November 2015)

(1) Erzeugungskapazitäten auf der Basis von Erdöl sind in den kumulierten Angaben zu allen Technologien enthalten, aber nicht gesondert ausgewiesen.

10.1.3 Entwicklung der Strommärkte in ausgewählten Ländern

(i) **Übergreifende Entwicklungen in der EU**

Im Jahr 2014 betrug die Netto-Stromerzeugung in der EU 3.026 TWh (ohne Kraftwerkseigenbedarf). Die Nachfrage nach elektrischer Energie in der EU wird sich nach Einschätzung von IHS Energy in den Jahren 2015 bis 2020 nur moderat mit einer jährlichen Wachstumsrate von durchschnittlich 0,6 % entwickeln. Nur wenige, vor allem osteuropäische Länder, sollen in diesem Zeitraum eine überdurchschnittliche jährliche Nachfragesteigerung aufweisen (Quelle: IHS CERA, *February 2016 Planning Scenario Data for European Power*, Februar 2016).

Der Nachfrageseite steht eine sehr heterogene Angebotsseite gegenüber, die durch unterschiedliche Energieträgervorkommen, technologische Präferenzen sowie energiepolitische Vorgaben geprägt ist. So wird im Zeitraum von 2015 bis 2022 in der EU ein Zubau der installierten Kraftwerksleistung von etwa 215 GW, ausgehend von einem installierten Bestand von etwa 950 GW im Jahr 2014 erwartet. Mehr als 70 % des Zubaus resultiert aus Erneuerbaren Energien und weitere 13 % aus erdgasbefeuerten Kraftwerken. Hinzu kommen ein geringerer Zubau von kohlebefueter Kraftwerksleistung (etwa 15 GW, laufende Inbetriebnahmen in Deutschland und den Niederlanden sowie Ergänzungen in Osteuropa), zwei Inbetriebnahmen von Kernkraftwerken (Flamanville in Frankreich, Olkiluoto in Finnland) sowie kleinere Ergänzungen im Bereich Wasserkraft. Dem steht im selben Zeitraum eine deutliche Verkürzung der konventionell-thermischen Merit Order gegenüber. Es wird erwartet, dass mehr als 111 GW Kraftwerksleistung aus altersbedingten und ökonomischen Gründen konserviert bzw. stillgelegt wird. Ein Anteil von fast 75 % soll dabei aus kohlebefueter Kraftwerksleistung (etwa 50 GW), insbesondere im Vereinigten Königreich, in Polen, Deutschland, Spanien, Frankreich und erdgasbefueter Kraftwerksleistung (etwa 29 GW), insbesondere in Italien, dem Vereinigten Königreich, Spanien, Deutschland und den Niederlanden resultieren (Quellen für diesen Absatz: IHS Energy, *February 2016 Planning Scenario Data for European Power*, Februar 2016).

Einen erheblichen Einfluss auf die Entwicklung der Strommärkte in der EU hat die Anfang 2010 von der EU-Kommission vorgeschlagene „Strategie 2020“. Diese beinhaltet (i) einen Zielwert zur Reduktion der CO₂-Emissionen, (ii) eine Zielvorgabe zur Markteinführung von Nutzungssystemen Erneuerbarer Energien, (iii) einen erhöhten Zielwert für Energieeffizienz und schließlich (iv) die Integration des Strommarkts durch den weiteren Ausbau von Interkonnektoren (Quelle: *Europäische Kommission, Results of the public consultation on the „Stock-taking document Towards a new Energy Strategy for Europe 2011-2020“, Juli 2010*). Die „Strategie 2020“ wird durch die im Jahr 2015 eingeführte Energieunion ergänzt, mit der eine vollständige Integration der nationalen Energiemärkte in der EU erreicht werden soll (Quelle: *Europäische Kommission, Energy Union Package*, 25. Februar 2015) (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen — 13.1 Überblick und Gegenwärtige Situation in der EU*“).

Laut Einschätzung der EU-Kommission sind insbesondere Italien, Irland, Rumänien, Portugal, Estland, Lettland, Litauen, das Vereinigte Königreich, Spanien, Polen, Zypern und Malta nicht ausreichend in den europäischen Strombinnenmarkt integriert (Quelle: *Europäische Kommission, Energy Union Package*, 25. Februar 2015). Zur besseren Integration, insbesondere der Erzeugung aus Erneuerbaren Energieträgern, sollen die Mitgliedstaaten der EU bis 2020 wenigstens 10 % der

installierten Erzeugungsleistung als Interkonnektor-Kapazität zur Verfügung stellen. Die EU prüft derzeit eine Erhöhung dieses Ziels auf 15 % bis 2030 (Quelle: *Europäische Kommission, Energy Union Package, 25. Februar 2015*).

(ii) Entwicklungen des europäischen CO₂-Markts

Das europäische Emissionshandelssystem ist 2005 als ein marktbasierendes Instrument zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen eingeführt worden.

Die starke Reduzierung der CO₂-Emissionen durch die Wirtschaftskrise, den Ausbau von Erneuerbaren Energien und staatliche Energieeffizienzmaßnahmen führte in Verbindung mit einer statischen Zuteilung von Zertifikaten, die nicht auf aktuelle Ereignisse oder falsche Vorhersagen reagieren konnte, zu einem Überhang an Zertifikaten im Markt und ließ die CO₂-Preise sinken (Quelle: *IHS, Energy Insight, Juli 2015*). Im Jahr 2013 erreichten die Preise für CO₂-Zertifikate im europaweiten Handelssystem ein Rekordtief, erholten sich jedoch leicht im Folgezeitraum durch die Umsetzung einer Richtlinie zur temporären Reduzierung der verfügbaren Zertifikate (sog. *Backloading*) (Quelle: *IHS CERA, Market Briefing, Februar 2014*).

Das Europäische Emissionshandelssystem erfuhr mit dem im Jahr 2015 gefassten Beschluss zur Einführung der MSR die wesentlichste Änderung seit seiner Einführung im Jahr 2005. Mit der geplanten Einführung der MSR im Jahr 2019 werden die Auktionsmengen im Markt dynamisch reguliert. Wenn die Gesamtzahl der Zertifikate im Markt einen oberen Schwellenwert überschreitet, werden Zertifikate in die Stabilitätsreserve eingestellt. Das Auktionsvolumen der nächsten Periode wird entsprechend reduziert. Wird umgekehrt ein unterer Schwellenwert unterschritten, wird das Auktionsvolumen erhöht, indem Zertifikate aus der Stabilitätsreserve entnommen und in den Markt gegeben werden. Damit soll einerseits der vorherrschende Zertifikate-Überhang abgebaut und andererseits weiteres Entstehen von Überschüssen vorgebeugt werden. Nach Einschätzung von IHS wird die Reduzierung des Zertifikate-Überhangs voraussichtlich einen Anstieg des CO₂-Preises zur Folge haben (Quelle: *IHS, IHS Energy Insight, Juli 2015*).

Trotz des Beschlusses von neuen Instrumenten zur Regulierung des Markts ist die Ausgestaltung des Systems nach Ablauf der dritten Handelsperiode im Jahr 2020 mit weiteren Details zur MSR noch offen und bedarf weiterer Klärung. Die laufende Überprüfung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (sog. Emissionshandels-Richtlinie) stellt hier einen wichtigen Meilenstein dar. Sie wird, wenn die Änderungsvorschläge der EU-Kommission umgesetzt werden, voraussichtlich zu einer weiteren Reduzierung der Emissionsobergrenzen führen (Quelle: *IHS, IHS Energy Insight, Juli 2015*).

Auf der Weltklimakonferenz in Paris, Frankreich, Ende 2015 (*United Nations Framework Convention on Climate Change*) haben sich die Mitglieder des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen auf das erste globale Klimaschutzabkommen geeinigt, welches die sog. Zwei-Grad-Obergrenze, also die Begrenzung der globalen Erwärmung auf weniger als zwei Grad Celsius gegenüber dem Niveau vor Beginn der Industrialisierung, völkerrechtlich verbindlich verankern soll, und dazu verpflichtet, in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts Treibhausgasneutralität zu erreichen. Diese globale Klimaschutzpolitik lässt zunehmend ehrgeizige nationale Klimaschutzvorgaben erwarten und könnte die Entwicklung der Strommärkte maßgeblich mitbestimmen (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen — 13.2 Aktuelle Entwicklungen und Ausblick*“).

(iii) Förderung Erneuerbarer Energien

Der stetige Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa hat einen zunehmenden Einfluss auf den europäischen Strommarkt.

Das EU-Gesamtziel für 2020 ist auf individuelle Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten der EU heruntergebrochen worden. Dabei wurde für jedes Land der bisherige Anteil Erneuerbarer Energien und das vorhandene Ausbaupotential berücksichtigt. Jeder Mitgliedstaat hat seine Ziele und die vorgesehenen Maßnahmen zur Verwirklichung der Ziele in einem nationalen Aktionsplan gemäß der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen festgehalten (Quelle: <http://ec.europa.eu/energy/en/topics/renewable-energy/national-action-plans>, Stand 25. Mai 2016). Die Mitgliedstaaten sind dabei

frei, ihre jeweiligen Ziele zu erhöhen und unterschiedliche Fördersysteme für Erneuerbare Energien einzuführen. Die Mitgliedstaaten müssen aber die Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen einhalten.

Auf europäischer Ebene wurde der Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 insbesondere durch die 2009 in Kraft getretene Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus Erneuerbaren Quellen vorangetrieben. Die Richtlinie sieht auf Ebene der EU bis zum Jahr 2020 einen Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 20 % vor. Der weitere Ausbau bis zum Jahr 2030 soll durch den im Jahr 2014 vereinbarten EU-Klima- und Energierahmen gelenkt werden, welcher zum jetzigen Zeitpunkt auf Ebene der Mitgliedstaaten gesetzlich nicht bindend ist. Darin ist ein Anteil der Erneuerbaren Energien am Energieverbrauch in der EU von mindestens 27 % vorgesehen (Quelle: *Europäische Kommission, Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Juni 2009*). Im Jahr 2013 betrug dieser Anteil 15 % (Quelle: *Europäische Kommission, Anhang zum Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen, Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“, Juni 2015*).

(iv) Deutschland

(a) Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Der deutsche Elektrizitätsmarkt wies im Jahr 2014 eine installierte Kapazität von etwa 183 GW auf. Darin enthalten ist eine Kapazität von über 77 GW aus fluktuierender, angebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft (*Onshore* und *Offshore*) und Photovoltaik. Dem standen im selben Jahr eine Nachfrage von etwa 503 TWh und eine Höchstlast von etwa 81 GW gegenüber. Im Jahr 2014 betrug die inländische Netto-Stromerzeugung etwa 581 TWh (ohne Kraftwerkseigenbedarf). Davon stammte mehr als ein Viertel (etwa 27 %) aus Erneuerbaren Energien, etwa 45 % aus kohlebefeuelten Kraftwerken, etwa 16 % aus Kernkraftwerken und etwa 10 % aus erdgasbefeuelten Kraftwerken (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, 28. Juli 2016*).

Mit einer erwarteten jährlichen Wachstumsrate von 0,3 % wird die Nachfrage nach elektrischer Energie (wie auch die Jahreshöchstlast) in Deutschland nach der Einschätzung von IHS CERA von 2014 bis 2022 kaum ansteigen. Dem gegenüber sind auf der Angebotsseite strukturelle Veränderungen zu erwarten. Etwa 25 GW an Kraftwerksleistung könnten in den Jahren 2015 bis 2022 aus ökonomischen und altersbedingten Gründen konserviert bzw. stillgelegt werden. Ein großer Teil dieser Leistung besteht aus nuklearer Erzeugungskapazität (12 GW), die nach dem Atomgesetz bis spätestens Ende 2022 stillgelegt werden muss, umfasst aber auch kohle- (8 GW) sowie erdgasbefeuelte (4 GW) Kapazitäten (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, 28. Juli 2016*).

Der Verkürzung der Merit Order, d. h. der Außerbetriebnahme von Kraftwerken, wirken die Inbetriebnahmen laufender Kraftwerksprojekte und der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien nur bedingt entgegen, weshalb sich die gesicherte Leistung zur Deckung der Jahreshöchstlast voraussichtlich reduzieren wird. In Deutschland wurde die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch das im Jahr 2000 eingeführte EEG gefördert (Quelle: <https://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/eeg-2014.html>, Stand 30. Mai 2016). Mit Blick auf die Erzeugungsbilanz ist davon auszugehen, dass der Anteil von Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2022 fast 43 % der inländischen Brutto-Nachfrage erreichen wird. Etwa 72 % der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien im Jahr 2022 könnte dabei aus fluktuierender, angebotsabhängiger Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik stammen (Quellen für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, 28. Juli 2016*). Der zunehmende Anteil fluktuierender Erzeugung erfordert einen flexibleren Einsatz konventioneller Kraftwerke, um die Nachfrage jederzeit zu decken.

Zwischen den Jahren 2013 und 2015 fiel der Jahresdurchschnittspreis am deutschen Spotmarkt (*Baseloadpreis*) von 37,8 €/MWh auf 31,6 €/MWh. Der Clean Dark Spread für kohlebefeuelte Kraftwerke entwickelte sich im selben Zeitraum von 8,1 €/MWh auf 2,9 €/MWh. Relativ stabil, aber im deutlich negativen Bereich entwickelte sich der Clean Spark Spread für erdgasbefeuelte Kraftwerke (-7,9 €/MWh im Jahr 2015, bezogen auf den Peakloadpreis), da der Erdgaspreis analog zum Strompreis

nachgegeben hat. IHS erwartet den Tiefpunkt des Spotpreises für Deutschland im Jahr 2018 bei rund 26 €/MWh und eine Erholung bis 2020 auf etwa 28 €/MWh (nominal). Der Clean Dark Spread wird im Zeitraum zwischen 2017 und 2020 im negativen Bereich erwartet (2020: -1,7 €/MWh nominal), während der Clean Spark Spread bis auf 5,9 €/MWh in den Jahren 2018 und 2019 ansteigen könnte. (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

(b) *Wettbewerber*

Der Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland zeichnet sich durch einen starken Wettbewerb aus. Die Stromerzeugungskapazitäten sind breit verteilt. Ende des Jahres 2014 besaß kein Unternehmen mehr als 13 % der installierten Gesamtkapazität. Basierend auf der Stromerzeugungskapazität Ende des Jahres 2014 war die RWE Gruppe mit 23,9 GW (13 % der Gesamtkapazität) das größte Stromerzeugungsunternehmen in Deutschland, gefolgt von der Vattenfall Gruppe mit 14,7 GW (8 %), der Uniper Gruppe mit 14 GW (7,6 %) und der EnBW Gruppe mit 10,1 GW (5 %) (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*). Die vier größten Stromerzeugungsunternehmen besaßen somit ca. 35 % der gesamten installierten Leistung in Deutschland. Die verbleibenden Stromerzeugungskapazitäten lagen bei vielen kleineren Marktteilnehmern, wie kommunalen Energieversorgungsunternehmen, produzierenden Industrieunternehmen oder Unternehmen, die sich auf Erneuerbare Energien oder die Vorort-Erzeugung meist per Kraft-Wärme-Kopplung („KWK“) spezialisiert haben.

(v) *Vereinigtes Königreich*

(a) *Entwicklung von Angebot und Nachfrage*

Im Jahr 2014 waren im Vereinigten Königreich 94 GW an Kraftwerksleistung in Betrieb. Der größte Anteil der Erzeugungskapazität aus fossilen Brennstoffen entfiel auf Erdgas (35 GW) gefolgt von Steinkohle (19 GW) und Kernkraft (10 GW). Insgesamt waren darüber hinaus 23 GW an Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien installiert, hauptsächlich Wind (12 GW) und Photovoltaik (5 GW). Es wird erwartet, dass die Erzeugungsstruktur bis 2022 auf der Angebotsseite starken Veränderungen unterworfen sein wird: Die installierte Gesamtleistung soll nach IHS CERA im Jahr 2022 auf 106 GW ansteigen. Der Ausbau wird sich im Wesentlichen auf Wind (23 GW) und Photovoltaik (14 GW) konzentrieren. Ein großer Teil der vorhandenen Erzeugungskapazität aus Steinkohle wird nach Einschätzung von IHS bis 2022 aus dem Markt genommen worden sein. Die britische Regierung hat angekündigt, sämtliche Kohlekraftwerke bis 2025 abzuschalten, sofern ausreichend alternative Kapazitäten verfügbar sind. Im Vereinigten Königreich werden zurzeit noch 16 Kernkraftwerke betrieben. Obwohl sich die meisten Anlagen dem Ende der ursprünglich bewilligten Betriebsdauer nähern, sind weitere Stilllegungen aufgrund von bereits bewilligten oder anhängigen Anträgen auf Verlängerung vor 2023 nicht zu erwarten (Quellen für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, 28. Juli 2016*; siehe auch *World Nuclear Association: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/united-kingdom.aspx>, Stand 27. November 2015*).

Der Stromverbrauch ist seit 2005 vor allem aufgrund rückläufiger Industrieproduktion und steigender Energieeffizienz gesunken (Quelle: *IHS Energy, European Power Country Profile United Kingdom, 22. Februar 2016*) und belief sich im Jahr 2014 auf 302 TWh. Für die kommenden Jahre wird ein minimales Wachstum der Stromnachfrage um 0,2 % pro Jahr auf 306 TWh im Jahr 2022 erwartet (Quelle: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Der Baseloadpreis am britischen Spotmarkt belief sich im Jahr 2013 auf 58,5 €/MWh, fiel dann 2014 auf 52 €/MWh und erholte sich im Jahr 2015 wieder auf ein Niveau von knapp 56 €/MWh. Für die folgenden Jahre bis 2020 wird davon ausgegangen, dass der Preis zwischen 37,5 €/MWh und 45,4 €/MWh notiert. Der Clean Dark Spread ist seit dem Jahr 2013 von über 25 €/MWh auf 8,4 €/MWh im Jahr 2015 gesunken. Hierbei stellt die kürzlich eingeführte CO₂-Preisuntergrenze eine wesentliche zusätzliche Belastung für die Wirtschaftlichkeit kohlebefeuerter Kraftwerke dar. Es wird erwartet, dass der Clean Dark Spread in den kommenden Jahren weiter sinkt und ab dem Jahr 2017 negativ ist. Der Clean Spark Spread lag im Jahr 2015 bei 10 €/MWh und soll zwischen 2016 und 2020 durchweg oberhalb von 8 €/MWh notieren (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

Durch den kürzlich eingeführten Kapazitätsmarkt erhalten vor allem die thermischen Kraftwerke neben den Erlösen aus der direkten Vermarktung von Elektrizität eine zusätzliche Ertragsquelle für die Bereitstellung gesicherter Verfügbarkeit. Durch den zeitlichen Vorlauf der Auktionen vor der Bereitstellungsperiode soll die Planbarkeit der Deckungsbeiträge aus dem Kraftwerksbetrieb erhöht werden (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen* — 13.4 *Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland* — 13.4.1 *Großbritannien*“).

(b) *Wettbewerber*

Der Stromgroßhandelsmarkt im Vereinigten Königreich zeichnet sich durch einen starken Wettbewerb aus. Die Stromerzeugungskapazitäten sind breit verteilt. Ende 2014 besaß kein Unternehmen mehr als 14 % der installierten Gesamtkapazität. Die größten Stromerzeugungsunternehmen im Vereinigten Königreich waren in Bezug auf die Stromerzeugungskapazität die EDF Gruppe mit 13,2 GW (14 % der Gesamtkapazität), gefolgt von der SSE Gruppe mit 11,1 GW (12 %) und der RWE Gruppe mit 11,1 GW (12 %). Die Uniper Gruppe besaß eine Stromerzeugungskapazität in Höhe von 7,4 GW (7,8 %) (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*). Die verbleibenden Stromerzeugungskapazitäten lagen bei kleineren Marktteilnehmern, wie anderen Energieversorgungsunternehmen oder Unternehmen, die sich auf Erneuerbare Energien oder die Vorort-Erzeugung, meist per KWK spezialisiert haben.

(vi) **Schweden**

(a) *Entwicklung von Angebot und Nachfrage*

Der schwedische Elektrizitätsmarkt wies im Jahr 2014 eine installierte Kapazität von etwa 40 GW auf. Dem standen im selben Jahr eine Nachfrage von etwa 122 TWh und eine Höchstlast von etwa 26 GW gegenüber. Im Jahr 2014 betrug die inländische Netto-Stromerzeugung etwa 153 TWh. Davon stammte mehr als die Hälfte aus Erneuerbaren Energien (etwa 56 %) und etwa 40 % aus Kernkraft (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. July 2016*).

Die Stromnachfrage in Schweden soll im Zeitraum 2014 bis 2022 mit einer jährlichen Wachstumsrate von etwa 0,1 % nur minimal auf 123 TWh ansteigen; die Jahreshöchstlast soll sich im Vergleich etwas schwächer entwickeln (Quelle: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Weitere Ergänzungen der Erzeugungsstruktur durch Erneuerbare Energien (vor allem Onshore-Wind, aber auch Biomasse) könnten den Anteil Erneuerbarer Energien an der Deckung der Brutto-Stromnachfrage auf etwa 74 % im Jahr 2022 weiter ansteigen lassen. Im Jahr 2022 könnte nach Einschätzung von IHS CERA die installierte Leistung von Windkraftanlagen an Land mehr als 9 GW betragen und somit mehr als 75 % über dem Niveau von 2014 liegen (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Der sog. Systempreis an der skandinavischen Energiebörse Nord Pool steht seit 2013 unter Druck und fiel von etwa 38 €/MWh auf 21 €/MWh im Jahr 2015 (jeweils Baseload). Bis 2018 erwartet IHS einen weiteren Rückgang des Preises bis auf unter 17 €/MWh und anschließend eine leichte Erhöhung bis 2020. Aufgrund des geringen Anteils thermischer Stromerzeugung in Schweden sind die Clean Dark und Clean Spark Spreads hier kaum von Relevanz (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

(b) *Wettbewerber*

Der Stromgroßhandelsmarkt in Schweden zeichnet sich durch einen starken Wettbewerb aus (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen* — 13.4 *Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland* — 13.4.2 *Schweden*“). Ende 2014 war die Vattenfall Gruppe mit einer Stromerzeugungskapazität von 14,4 GW (35 % Anteil an der Gesamtkapazität) das größte Stromerzeugungsunternehmen in Schweden, gefolgt von der Uniper Gruppe mit 6 GW (14,6 %) und der Fortum Gruppe mit 5,4 GW (13 %) (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*). Insgesamt sind demnach rund 60 % der Stromerzeugungskapazität des Markts den drei größten Energieerzeugern zuzurechnen. Die restliche Stromerzeugungskapazität liegt bei vielen kleineren Marktteilnehmern, die sich insbesondere auf die Erzeugung Erneuerbarer Energien sowie Vorort-Stromerzeugung, insbesondere per KWK konzentrieren.

(vii) Frankreich

(a) Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Der französische Elektrizitätsmarkt wies im Jahr 2014 eine installierte Kapazität von etwa 130 GW auf. Dem standen im selben Jahr eine Nachfrage von etwa 413 TWh und eine Höchstlast von etwa 83 GW gegenüber. Im Jahr 2014 betrug die inländische Netto-Stromerzeugung etwa 538 TWh. Davon stammten etwa 17 % aus Erneuerbaren Energien und 77 % aus Kernkraftwerken (Quellen für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

In Erwartung einer moderaten Entwicklung wird ein Anstieg der Stromnachfrage in Frankreich bis zum Jahr 2022 auf etwa 424 TWh erwartet (Quelle: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*), wobei aus derzeitiger Sicht noch unklar ist, ob und in welchem Ausmaß sich das 2015 in Kraft getretene französische Energiewendegesetz (*Loi no 2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) zur Senkung der gesamten Energienachfrage aus dem Jahr 2015 auf die Entwicklung der Stromnachfrage auswirken wird.

Entsprechend der Absichtserklärung der französischen Regierung soll der Anteil der Kernkraft an der inländischen Stromerzeugung bis zum Jahr 2025 auf 50 % gesenkt werden, indem die installierte Leistung nuklearer Kraftwerkserzeugung auf das derzeitige Niveau von 63,2 GW festgeschrieben wird (Quelle: *Ministry of Ecology, Sustainable Development and Energy, ENERGY TRANSITION FOR GREEN GROWTH ACT, User guide for the act and its attendant actions, Stand Oktober 2015*). IHS CERA geht derzeit davon aus, dass insbesondere kohle- (2,8 GW) und ölbefeuerte (3,5 GW) Kraftwerke bis zum Jahr 2022 konserviert bzw. stillgelegt werden. Ergänzungen in der Erzeugungsstruktur könnten in demselben Zeitraum vor allem im Bereich der Erneuerbaren Energien (etwa 24 GW, davon etwa 8 GW Onshore-Wind und 11 GW Photovoltaik) stattfinden. Insbesondere in Frankreich ist mit einer sinkenden freien Leistung zur gesicherten Deckung der Jahreshöchstlast zu rechnen (Quellen für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*). Aus diesem Grund wurde 2015 der Kapazitätsmarkt eingeführt, der die Versorgungssicherheit in Frankreich sicherstellen soll (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen — 13.4 Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland — 13.4.3 Frankreich*“). Darüber hinaus ist die Einführung einer CO₂ Preisuntergrenze bzw. eine Steuer auf Kohleverstromung ähnlich der entsprechenden Regelung im Vereinigten Königreich in Diskussion und könnte bereits ab dem Jahr 2017 greifen.

Zwischen den Jahren 2013 und 2015 fiel der Jahresdurchschnittspreis am Spotmarkt von 43,3 €/MWh auf 38,5 €/MWh. Der Clean Dark Spread für kohlebefeuerte Kraftwerke entwickelte sich im selben Zeitraum von 13,5 €/MWh auf 9,8 €/MWh. Der Clean Spark Spread lag 2013 noch bei unter -3 €/MWh, drehte 2015 aber wieder in den positiven Bereich und notierte 2015 bei 2,6 €/MWh. IHS erwartet den Tiefpunkt des Spotpreises für Frankreich im Jahr 2018 bei 26 €/MWh und eine anschließende Erholung auf knapp 28 €/MWh im Jahr 2020. Der Clean Dark Spread wird bis 2020 weiter fallend erwartet und liegt ab 2018 im negativen Bereich. Der Clean Spark Spread wird in den Jahren zwischen 2017 und 2020 im Bereich um 6 €/MWh erwartet (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

(b) Wettbewerber

Der Stromgroßhandelsmarkt in Frankreich wird von der EDF Gruppe dominiert. Ende 2013 besaß die EDF Gruppe mit 96 GW ca. 74 % der Stromerzeugungskapazitäten in Frankreich. Die restliche Kapazität ist breit verteilt. Die Uniper Gruppe besaß mit 3 GW einen Anteil von ca. 2,3 % an der Stromerzeugungskapazität in Frankreich (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*).

(viii) Niederlande

(a) Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Der niederländische Elektrizitätsmarkt wies im Jahr 2014 eine installierte Kapazität von etwa 28 GW auf. Dem standen im selben Jahr eine Nachfrage von etwa 105 TWh und eine Höchstlast von etwa 18 GW gegenüber. Im Jahr 2014 betrug die inländische Netto-Stromerzeugung etwa 99 TWh. Davon stammten etwa 12 % aus Erneuerbaren Energien, etwa 32 % aus kohle- und etwa 49 % aus erdgasbefeuerten Kraftwerken (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Die Nachfrage nach elektrischer Energie in den Niederlanden wird von 2014 bis 2022 minimal um etwa 0,1 % pro Jahr auf etwa 106 TWh steigen (Quelle: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Die Wirtschaftlichkeit gasbefeuertter Kraftwerke in den Niederlanden ist wegen anhaltender Überkapazitäten gefährdet. Der trotz einer gekürzten staatlichen Förderung weiter fortschreitende Ausbau Erneuerbarer Energien könnte diese Situation weiter verschärfen (Quelle: *IHS Energy, European Power Country Profile Netherlands, Stand 31. März 2016*).

Zwischen den Jahren 2013 und 2015 fiel der Jahresdurchschnittspreis am Spotmarkt von 52,0 €/MWh auf 40,0 €/MWh. Der Clean Dark Spread für kohlebefeuerte Kraftwerke entwickelte sich im selben Zeitraum von 23,4 €/MWh auf 12,7 €/MWh. Der Clean Spark Spread notierte relativ stabil im Bereich um 4 €/MWh. IHS erwartet den Tiefpunkt des Spotpreises für die Niederlande analog zu Frankreich im Jahr 2018 bei unter 27 €/MWh und eine anschließende Erholung auf knapp 29 €/MWh im Jahr 2020. Die Entwicklung des Clean Dark Spreads wird dementsprechend ebenfalls ähnlich wie in Frankreich erwartet. Der Clean Spark Spread könnte wieder leicht auf über 6 €/MWh ansteigen. (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

(b) *Wettbewerber*

Der Stromgroßhandelsmarkt in den Niederlanden zeichnet sich durch einen starken Wettbewerb aus (siehe „13. *Energierechtliche Rahmenbedingungen — 13.4 Energierechtliche Rahmenbedingungen im Ausland — 13.4.4 Niederlanden*“). Die Stromerzeugungskapazitäten sind breit verteilt. Ende 2014 besaß kein Unternehmen mehr als 15 % der installierten Gesamtkapazität. Ende 2014 war die GDF Suez Gruppe (umfirmiert in Engie Gruppe) das größte Stromerzeugungsunternehmen mit einer Stromerzeugungskapazität von 4,3 GW (15 % an der Gesamtkapazität), gefolgt von der Uniper Gruppe mit 2,9 GW (10 %), der RWE Gruppe mit 2,6 GW (9 %) und der Vattenfall Gruppe mit 2,3 GW (8 %) (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*). Die vier größten Stromerzeugungsunternehmen besaßen somit ca. 40 % der gesamten installierten Leistung in den Niederlanden. Der Rest der Stromerzeugungskapazitäten entfiel auf viele kleinere Marktteilnehmer, die sich u. a. auf die Vorort-Erzeugung per KWK spezialisiert haben.

(ix) *Belgien*

(a) *Entwicklung von Angebot und Nachfrage*

Der belgische Elektrizitätsmarkt wies im Jahr 2014 eine installierte Kapazität von etwa 20 GW auf. Dem standen im selben Jahr eine Nachfrage von etwa 77 TWh und eine Höchstlast von etwa 13 GW gegenüber. Im Jahr 2014 betrug die inländische Netto-Stromerzeugung etwa 66 TWh. Davon stammten etwa 18 % aus Erneuerbaren Energien, etwa 45 % aus Kernkraftwerken und etwa 29 % aus erdgasbefeuerten Kraftwerken (Quelle für diesen Absatz: *IHS CERA, July 2016 Planning Scenario Data for European Power, Stand 28. Juli 2016*).

Die Einführung einer strategischen Reserve, die Errichtung einer direkten Verbindungsleitung zum deutschen Strommarkt, die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke Tihange 1, Doel 1 und Doel 2 um jeweils 10 Jahre auf insgesamt 50 Jahre sowie der weitere Ausbau Erneuerbarer Energien sollen die derzeit bestehende Importabhängigkeit des belgischen Markts reduzieren (Quelle: *IHS Energy, European Power Country Profile Belgium, Stand 31. März 2016*) (siehe „13. *Energierechtliche Rahmenbedingungen — 13.4 Energierechtliche Rahmenbedingungen im Ausland — 13.4.5 Belgien*“).

Zwischen den Jahren 2013 und 2015 fiel der Baseloadpreis am belgischen Spotmarkt von 47,5 €/MWh auf 44,7 €/MWh und lag damit deutlich oberhalb der umliegenden Märkte. Dementsprechend notieren auch die Spreads im Jahr 2015 über denjenigen in Deutschland, Frankreich und den Niederlanden. IHS erwartet den Tiefpunkt des Spotpreises für Belgien im Jahr 2018 bei 26 €/MWh und eine anschließende Erholung auf 28 €/MWh im Jahr 2020. (Quelle für diesen Absatz: *IHS Energy, August 2016 Power Wholesale Price and Spreads Projections to 2021, Stand 4. August 2016*).

(b) *Wettbewerber*

Der Stromgroßhandelsmarkt in Belgien wird vom Stromversorgungsunternehmen GDF Suez Gruppe (umfirmiert in Engie Gruppe) beherrscht, welche Ende 2014 eine Stromerzeugungskapazität

von 11,2 GW (58 % der Gesamtkapazität) in Belgien innehatte. Wichtige Akteure am belgischen Stromerzeugungsmarkt sind darüber hinaus die EDF Gruppe mit 1,1 GW (6 %) und die Uniper Gruppe mit 0,8 GW (4 %) (Quelle: *IHS Februar 2016; Kapazität der Uniper Gruppe nach eigenen Angaben*).

(x) USA

Die US-amerikanische Elektrizitätsversorgung ist in mehreren regionalen Teilmärkten organisiert. Die Verantwortung für die Bereitstellung einer stabilen Versorgung und somit für die Marktorganisation in den einzelnen Regionen liegt bei den sog. *Independent System Operators* („**ISOs**“). Der größte ISO ist PJM, der die Versorgung mehrerer Staaten im Nordosten der USA regelt und den größten Teil des Gebiets zwischen Chicago, New York und Washington DC einschließlich Teile der Südstaaten abdeckt. Der PJM ist der liquideste und am stärksten gehandelte Einzelmarkt innerhalb der USA. Weitere wichtige Märkte sind ERCOT (Texas), MISO (mittlerer Westen), CAISO (Kalifornien), New York und New England.

In allen Märkten werden in großem Umfang Forwards entweder über Börsen, v. a. an der ICE in Atlanta, oder bilateral im OTC-Handel gehandelt. Der Übergang zu diesen Handelsformen hat die Liquidität und Markttransparenz deutlich erhöht und den Zugang für neue Marktteilnehmer erleichtert. Hauptprodukte bilden Forwards, deren Basis die tägliche Day-ahead-Notierung einzelner Regionen über bestimmte Zeiträume, z. B. ein Jahr, bilden. Produkte werden mit einem zeitlichen Vorlauf von bis zu sieben Jahren angeboten. Die Börse ICE stellt für die meisten Terminprodukte im Bereich Elektrizität die zentrale Handelsplattform dar.

Der US-amerikanische Elektrizitätsmarkt wurde in den letzten Jahren durch den Aufschwung der Schiefergas-Förderung geprägt. Günstiges Gas in Kombination mit steigenden Umweltauflagen hat dazu geführt, dass die Erzeugungskapazität aus Kohle im Umfang von mehr als 50 GW seit 2010 abgeschaltet worden ist. Ein großer Teil dieser Anlagen ist durch erdgasbasierte Erzeugungsanlagen ersetzt worden. Der Strom-Großhandelspreis ist somit stärker vom Erdgaspreis abhängig geworden. Indirekt ist damit auch der Einfluss des Wetters auf den Strom-Großhandelspreis gestiegen, bedingt durch die Nachfrage nach Erdgas als Heizbrennstoff. Der jährliche Zyklus mit Preisspitzen im Sommer geht hierdurch mehr und mehr über in ein Profil mit Spitzen im Sommer und im Winter.

Neben dem Eigenhandel von Terminprodukten bilden Hedging- und Energiemanagementdienstleistungen für Erzeuger und Abnehmer potentielle Geschäftsfelder für Marktteilnehmer wie die Uniper Gruppe, die über kein eigenes physisches Erzeugungsportfolio verfügen. Zu diesen Dienstleistungen gehören insbesondere auch langfristige Abnahmeverträge für Strom aus Windanlagen (sog. *Power Purchase Agreements*).

(xi) Russland

Das russische Stromversorgungssystem ist in seiner räumlichen Ausdehnung das größte der Welt. Aufgrund dieser Ausdehnung und der in großen Teilen sehr dünnen Besiedelung ist die Stromversorgung nicht in allen Regionen an das zentrale Übertragungsnetz „*Unified Energy System*“ („**UES**“) angeschlossen. Die dezentral versorgten Regionen machen allerdings nur einen sehr geringen Teil des russischen Gesamtverbrauchs aus. Die Zahlen in diesem Abschnitt beziehen sich, sofern nicht näher spezifiziert, auf den an das UES angeschlossenen Teil der russischen Stromversorgung, da sämtliche Kraftwerke der Uniper Gruppe im UES betrieben werden.

Abgesehen von geografisch isolierten Regionen wie Kaliningrad, in denen die Energiepreise reguliert sind, findet der Wettbewerb im russischen Markt in zwei (deregulierten) Preiszonen statt. In Preiszone 1 („Europäisches Russland“ und Ural) dominiert die Stromerzeugung aus Erdgas und durch Kernkraft. Dort befinden sich die Kraftwerke Shaturskaya, Smolenskaya, Yavinskaya und Surgutskaya der Uniper Gruppe. In Preiszone 2 (Sibirien) dominiert die Stromerzeugung aus Wasserkraft und Kohle. In dieser Preiszone befindet sich das Kraftwerk Berjosowskaja der Uniper Gruppe.

(a) *Entwicklung von Angebot und Nachfrage*

Die russische Wirtschaft durchläuft gegenwärtig eine starke Rezessionsphase, die vor allem durch die niedrigen Weltmarktpreise für Öl und Erdgas getrieben ist. Nach Einschätzung von IHS besteht erst ab 2017 wieder die Aussicht auf positive Wachstumsraten (Quelle: *IHS, Russia Watch, No Magic Wand Yet, Stand Dezember 2015*).

In den letzten Jahren sind in Russland in großem Umfang neue Erzeugungsanlagen in Betrieb genommen worden. Die installierte Leistung stieg zwischen 2010 und 2015 von 212 GW auf 232 GW an. Mehr als zwei Drittel (158 GW) entfällt auf Erzeugung aus fossilen Energieträgern, wobei im westlichen Teil Russlands Erdgas und in Sibirien Steinkohle überwiegt. Der Anteil von Wasserkraft ist mit 48 GW (21 %) ebenfalls sehr groß, insbesondere im sibirischen Teil Russlands. Des Weiteren sind im europäischen Teil Russlands Kernkraftwerke mit einer Gesamtleistung von 26 GW (11 %) in Betrieb. Erzeugungsanlagen aus Windkraft und Sonnenenergie sind gegenwärtig nur in sehr geringem Umfang installiert (Quelle: *UES Netzbetreiber, Jahresberichte 2010 - 2015 zum Betrieb des UES, erschienen jeweils im Januar des Folgejahres*). Für den Zeitraum von 2016 bis 2020 wird ein weiterer Anstieg der installierten Leistung auf 251 GW erwartet (Quelle: *Russisches Ministerium für Energie, UES Entwicklungsprogramm, Stand März 2016*).

Der russische Gesamtverbrauch von Elektrizität ist in der Vergangenheit über lange Zeit kontinuierlich gewachsen und hatte seinen vorläufigen Höhepunkt im Jahr 2012 bei 1.017 TWh. Nach 2012 stagnierte der Verbrauch und lag 2015 bei 1.008 TWh (Quelle: *UES Netzbetreiber, Jahresbericht 2015 zum Betrieb des UES, Januar 2016*). Es wird erwartet, dass der Verbrauch in den nächsten Jahren mit einer moderaten jährlichen Wachstumsrate von 0,9 % auf 1.056 TWh im Jahr 2020 ansteigt. (Quelle: *Russisches Ministerium für Energie, UES Entwicklungsprogramm, Stand März 2016*)

Die Strompreise in Russland sind im Zeitraum von 2007 bis 2014 stark gestiegen, getrieben vor allem durch den Preisanstieg der Primärenergieträger Erdgas und Kohle. In der Preiszone 1 (europäisches Russland und Ural) betrug der Anstieg in diesem Zeitraum mehr als 90 %, in der Preiszone 2 (Sibirien) sogar mehr als 160 %. Lag der Baseloadpreis in Zone 1 2007 noch knapp unter 600 Russische Rubel/MWh, erreichte er 2014 ein Niveau von 1.163 Russische Rubel/MWh, ist dann aber 2015 auf 1106 Russische Rubel/MWh gesunken. In Zone 2 stieg der Preis zwischen 2007 und 2014 von 300 Russische Rubel/MWh auf 789 Russische Rubel/MWh und stieg 2015 weiter auf 862 Russische Rubel/MWh (Quellen: *Atsenergo, Jahresbericht 2014, April 2014; Marktrat, Bulletin zur Funktion der russischen Großhandels- und Endverbrauchsmärkte im Dezember 2015, Stand Februar 2016*).

Kraftwerke erwirtschaften im russischen Markt Erlöse für erzeugten Strom und für die Bereitstellung von Kapazität (in geringerem Umfang auch für Regelleistung und Wärme). Das Regulierungsregime unterteilt die Kapazitäts- und Erzeugungsmärkte in verschiedene Segmente, in denen die Preisbildung teilweise im freien Wettbewerb, teilweise durch staatliche Festsetzung erfolgt (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen – 13.4 Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland – 13.4.6 Russland*“).

2011 wurde ein ergänzendes Förderprogramm für neue Erzeugungsanlagen („*dogovor predostavleniya moschnosti – „DPM*“) eingeführt, um zusätzliche Anreize für Investoren zu schaffen. Das DPM-System garantiert den Betreibern neu installierter Anlagen feste Zahlungen über einen Zeitraum von zehn Jahren. Die Höhe der Zahlungen wurde so kalkuliert, dass sie einen Großteil der Investitions- und jährlichen Fixkosten abdecken und für einen Zeitraum von fünfzehn Jahren eine im Vorhinein vereinbarte Verzinsung des eingesetzten Kapitals gewährleistet ist. Die Ausgestaltung des DPM wird als ein wesentlicher Grund für den starken Kapazitätsausbau der letzten Jahre gesehen. Das Programm war aber von Beginn an als zeitlich begrenzte Förderung einer fest definierten Liste von Anlagen angelegt und kann daher für zukünftige Neuinvestitionen nicht in Anspruch genommen werden (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen – 13.4 Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland – 13.4.6 Russland*“).

(b) *Wettbewerber*

Ende 2015 waren die größten privaten Stromerzeuger in Russland die InterRAO Gruppe mit einer Stromerzeugungskapazität i.H.v. 22,9 GW (ausgenommen die TGK-11 Gruppe, die BGC Gruppe und die ausländischen Erzeugungskapazitäten), die OGK-2 mit 18,5 GW, die Uniper Gruppe mit 10,7 GW, die OGK-5 Gruppe mit 9,5 GW und die Fortum Gruppe mit 4,9 GW (Quelle: *Öffentlich verfügbare Informationen der jeweiligen Unternehmen*).

(xii) Brasilien

(a) Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Der brasilianische Stromverbrauch belief sich 2014 auf 493 TWh. Trotz der derzeitigen schwierigen gesamtwirtschaftlichen Situation erwartet IHS, dass der brasilianische Stromverbrauch bis 2020 um etwa 3 % pro Jahr wächst. Der Verbrauch würde demnach 2020 bei 583 TWh liegen (Quelle: IHS, *Latin America Power Market Fundamentals Report, Stand Juli 2015*).

Die Elektrizitätsversorgung in Brasilien basiert maßgeblich auf Wasserkraft. 2013 betrug deren Anteil an der gesamten Erzeugungsleistung 68 % (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, November 2015*). In den letzten Jahren hat die anhaltende Trockenheit in Brasilien dazu geführt, dass in hohem Maße teure, mit fossilen Brennstoffen betriebene Spitzenlastkraftwerke betrieben werden mussten, was zu einem deutlichen Anstieg der Strompreise geführt hat (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, Stand November 2015*).

Von staatlicher Seite wird deshalb ein umfangreicher Ausbau der Erzeugungskapazität angestrebt. Insgesamt wird nach Schätzungen der IEA ein Ausbau der installierten Kraftwerksleistung um 35 % von 126 GW im Jahr 2013 auf 171 GW im Jahr 2020 erwartet (Quelle: IEA, *World Energy Outlook 2015, Stand November 2015*), verbunden mit einem Investitionsvolumen von \$ 87 Mrd. (Quelle: *World Energy Investment Outlook 2014, Anhang, Tabelle Brazil, Stand Juni 2014*). Der größte Teil des Zubaus (insgesamt \$ 51 Mrd.) entfällt dabei auf eine weitere Erschließung von Wasserkraftpotentialen. An zweiter Stelle folgt der Ausbau der Windenergie vor allem in dem hierfür sehr geeigneten Nordosten. In geringerem Umfang wird die Erzeugungsleistung aus Erdgas, Kernkraft und Photovoltaik erweitert (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen – 13.4 Energierrechtliche Rahmenbedingungen im Ausland – 13.4.7 Brasilien*“).

(b) Wettbewerber

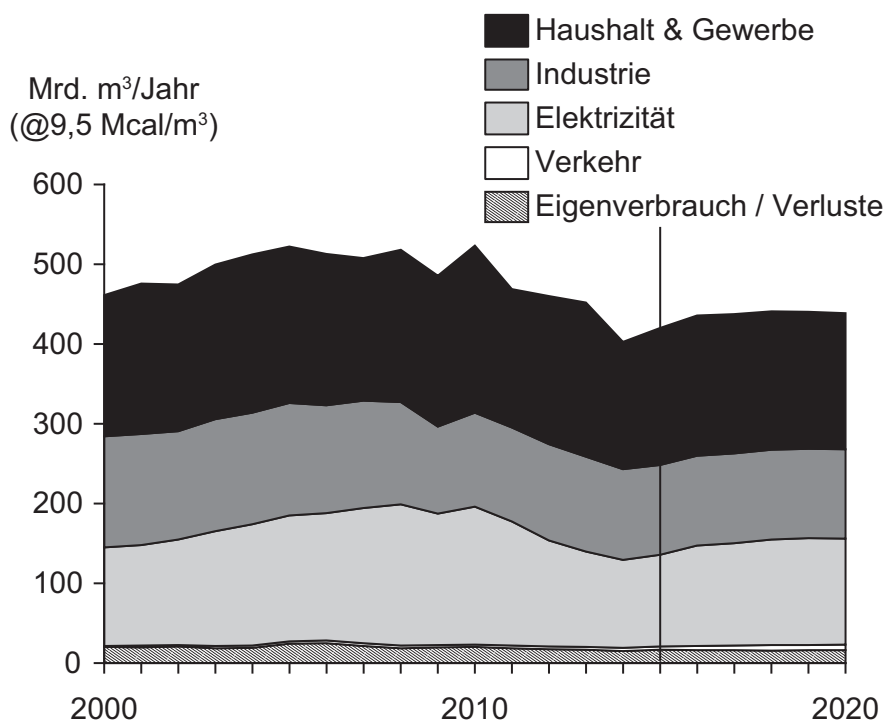
Der Großteil der Erzeugungskapazitäten, insbesondere im Bereich Wasserkraft, steht im Eigentum von öffentlichen Stromversorgungsunternehmen wie der Electrobras Gruppe, der Petrobras Gruppe, der Cemig Gruppe und der Copel Gruppe (Quelle: IHS, *Brazil Power Sector Profile, Stand Februar 2016*). Die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist relativ breit auf verschiedene Unternehmen verteilt. Neben den öffentlichen Unternehmen gibt es einige private Stromerzeugungsunternehmen wie die CPFL Energia Gruppe, die AES Gruppe, die Engie Gruppe, die Duke Energy Gruppe, die Iberdrola Gruppe, und die Energias de Portugal Gruppe (Quelle: IHS, *Brazil Power Sector Profile, Stand Februar 2016*).

10.2 ENTWICKLUNG DER EUROPÄISCHEN GASMÄRKTE

10.2.1 Übergreifende Entwicklungen von Angebot und Nachfrage

Marktanalysten der IEA erwarten ausgehend vom Jahr 2015 bis 2021 einen Anstieg der globalen Gasnachfrage um durchschnittlich jährlich 1,5 %. Ein Großteil des Nachfragewachstums ist Ländern außerhalb der OECD zuzuordnen (Quelle: IEA, *Medium-Term Gas Market Report, Stand Juli 2016*). Auch für die EU erwarten einige Analysten ein Wachstum der Gasnachfrage. So sieht IHS ausgehend vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2020 ein durchschnittliches jährliches Wachstum von etwa 0,9 % von 419,8 Mrd. m³ im Jahr 2015 auf 438,7 Mrd. m³ im Jahr 2020 (siehe folgende Grafik). Somit würde der von 2010 bis 2014 rückläufige Trend der Gasnachfrageentwicklung umgekehrt. Insbesondere für Südosteuropa, Spanien und das Baltikum werden hohe Wachstumsraten erwartet, wohingegen die Gasnachfrage in Deutschland nur leicht von 79,2 Mrd. m³ in 2015 auf 81,9 Mrd. m³ in 2020 wachsen soll, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 0,7 % entspricht. Die Gasnachfrage in Europa wird durch mehrere Faktoren beeinflusst: Zwar sollen Verbrauchseinsparungen im Haushalts- und Gewerbesektor dafür sorgen, dass die Nachfrage im Haushalts- und Gewerbesektor in der EU im Zeitraum von 2015 bis 2020 im jährlichen Durchschnitt um 0,1 % sinkt. Darüber hinaus soll die Gasnachfrage im Industriebereich unionsweit bis 2020 um jährlich durchschnittlich 0,1 % zurückgehen. Diese Effekte sollen aber laut IHS durch eine verstärkte Wettbewerbsfähigkeit von Gaskraftwerken aufgrund niedriger Gaspreise überkompensiert werden. Als Folge soll die Gasnachfrage im Stromsektor im Zeitraum von 2015 bis 2020 im Durchschnitt jährlich um 3,0 % zunehmen (Quellen für diesen Absatz: IHS, *European Long-Term Gas Supply & Demand Outlook to 2040 - Rivalry, Stand Juli 2016*).

Schaubild 6 – Sektorale Gliederung der EU-Gasnachfrage und deren Prognose bis 2020



(Quelle: IHS, *European Long Term Gas Supply & Demand Outlook to 2025 – Rivalry*)

Während sich die Gasnachfrage innerhalb der EU positiv entwickeln soll, deuten viele Zeichen auf einen Rückgang der EU-Gasproduktion hin. IHS prognostiziert einen durchschnittlichen jährlichen Rückgang um 2,7 % zwischen 2015 und 2020 von 127,7 Mrd. m³ auf 111,3 Mrd. m³. Die sinkende Eigenproduktion soll insbesondere auf die Niederlande und Großbritannien zurückzuführen sein. In den Niederlanden wird die produzierte Gesamtmenge jährlich um durchschnittlich 2,5 % von 47,2 Mrd. m³ im Jahr 2015 auf 41,6 Mrd. m³ im Jahr 2020 sinken. Auch für Großbritannien wird ein Rückgang der Eigenproduktion von 41,7 Mrd. m³ im Jahr 2015 auf 33,4 Mrd. m³ im Jahr 2020 erwartet. Dies entspricht einer jährlichen durchschnittlichen Reduktion um 4,4 %. Nach den Erwartungen der IEA wird die sinkende Eigenproduktion bis 2020 nicht durch die Erschließung neuer Erdgaslagerstätten (Schiefergas, Dichtes Gas, Kohlegruben-Methan) in Europa kompensiert (Quelle: IEA, *World Energy Outlook, Stand November 2015*). Die rückläufige europäische Eigenproduktion könnte daher vor dem Hintergrund einer steigenden Gasnachfrage zu einer Erhöhung der Gasimporte über Pipeline sowie der LNG-Importe aus Übersee führen. So soll der Marktanteil von LNG an der EU-weiten Gasnachfrage von 10,3 % im Jahr 2015 auf 19,0 % im Jahr 2020 steigen. Der prognostizierte Anstieg der LNG-Importe von 43,2 Mrd. m³ im Jahr 2015 auf 83,5 Mrd. m³ im Jahr 2020 bedeutet ein durchschnittliches jährliches Wachstum von 14,1 % ab 2015. Mittelfristig sollen jedoch lokale Ressourcen und Pipeline-basierte Lieferungen die Hauptquellen des europäischen Markts bleiben. Die Lieferungen aus Russland in die EU sollen nach Prognosen von IHS im Zeitraum von 2015 bis 2020 zunächst von 122,4 Mrd. m³ im Jahr 2015 auf 116,1 Mrd. m³ im Jahr 2020 leicht sinken, erhöhen sich jedoch in den Jahren danach auf 138,1 Mrd. m³ im Jahr 2025. Somit erhöht sich nach dieser Prognose der Marktanteil russischer Importe an der Gesamtnachfrage in der EU von 29,2 % im Jahr 2015 auf 30,8 % im Jahr 2025 nach einer zwischenzeitlichen Reduktion auf 26,5 % im Jahr 2020 (Quellen für diesen Absatz: IHS, *European Long-Term Gas Supply & Demand Outlook to 2040 - Rivalry, Stand Juli 2016*).

10.2.2 Preise

Nachdem die US-Gaspreise gegenüber den Jahren vor 2010 stark gesunken sind und sich auch in der ersten Jahreshälfte 2016 auf tiefem Niveau befinden, rechnen Analysten von IHS mit weiterhin niedrigen, leicht ansteigenden US-Gaspreisen, die die Preise auf den weltweiten Gasmärkten bis in die 2020er Jahre mitprägen (Quelle: *IHS, Long-Term LNG Market Outlook, Juli 2016*; *IHS, European Energy Scenarios to 2040, Stand Juli 2016*). Aufgrund der niedrigen Produktionskosten von Schiefergas und der Erweiterung der LNG-Exportkapazitäten können US-amerikanische Produzenten LNG zu wettbewerbsfähigen Preisen auf dem Weltmarkt anbieten und somit das europäische Preisgefüge zunehmend beeinflussen. Die insgesamt gesunde Versorgungssituation auf den europäischen Märkten wird nach den Prognosen von IHS (Quelle: *IHS, European Gas Long-Term Price Outlook, Stand Juli 2016*) in den Jahren bis 2020 zunächst niedrige Preise in Europa zur Folge haben. In den Jahren nach 2020 soll sich der Markt nach den Prognosen von IHS allerdings erholen und es sollen sich bis Mitte der 2020er Jahre wieder europäische Großhandelspreise einstellen, die in der Größenordnung der vor 2014 realisierten Realpreise liegen. Die Erholung wird u. a. mit der ausbleibenden Erschließung neuer Angebotsquellen auf dem Weltmarkt begründet. Da aufgrund niedriger Absatzpreise kaum neue Investitionsprojekte für Gasverflüssigungsanlagen begonnen werden, wird nach Prognosen von IHS das globale Wachstum des LNG-Angebots nach 2020 vorübergehend gedämpft, sodass sich Gleichgewichts-Marktpreise neu formieren und erholen können (Quellen: *IHS, Long-Term LNG Market Outlook, Stand Juli 2016*; *IHS, LNG Market SnD Gap, Stand Juli 2016, Excel Anhang*).

Seit 2013 ist auf den globalen Gashandelsmärkten eine Konvergenz der Preise der verschiedenen Kontinente zu beobachten, die sich nach Prognosen von IHS mit wachsendem globalen LNG-Handel zunächst fortsetzen soll (Quelle: *IHS, Long-Term LNG Market Outlook, Stand Juli 2016*). Auch die innerhalb Europas bestehenden Preisunterschiede sollen sich in der Zeit bis 2020 nach Prognose von IHS leicht abschwächen (Quelle: *IHS, European Gas Long-Term Price Outlook, Stand Juli 2016*). Netzausbaupläne und die damit verstärkte Interkonnektivität der europäischen Gasmärkte können zu einer Annäherung der Preise beitragen. Ebenso bewirkt der Trend zu erhöhten Handelsvolumina und Liquidität in den Teilmärkten im Zusammenhang mit dem derzeitigen niedrigen Niveau von Langfristvertragspreisen eine Annäherung von Marktpreisen innerhalb Europas (Quellen: *Europäische Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets, Band 9 Ausgabe 1, 2016, S. 24 ff.*; *Oxford Institut, Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?, 2012, S.3, S.27*). Als ein Indiz für eine verstärkte Liquidität von Spothandelsmärkten werden mithin auch die angekündigten Bestrebungen des russischen Gasproduzenten Gazprom in Richtung Verauktionierung von Erdgaslieferungen gewertet. Es wird erwartet, dass Gazprom weiterhin Absatzmengen durch Auktionen anbieten wird und somit sein Angebot an Langfristverträgen punktuell ergänzt (Quelle: *IHS, Integrated Energy Research Briefing, Moskau, Stand Oktober 2015*). Allerdings wird auch erwartet, dass Langfristverträge bis 2020 nach wie vor einen Großteil der europäischen Gasnachfrage bedienen werden (Quelle: *DIW, Long-Term Contracts in the Natural Gas Industry – Literature Survey and Data on 426 Contracts (1965-2014), 2015, S. 16*). Da die Bepreisung einiger Langfristverträge teilweise auf Ölpreis-Indizierung beruht, sind Erdölpreise für die Gaspreisbildung zumindest indirekt von Bedeutung (Quelle: *IHS, Long-Term LNG Outlook, Stand Juli 2016, PowerPoint-Dokument, S. 31*). Unmittelbar relevant für die Preisbildung auf den europäischen Gashandelsmärkten ist laut IHS die Verbindung zwischen Kohle- und Gaspreisen, da Kohle- und Gasverstromung in direkter Konkurrenz zueinander stehen. Selbst leichte Schwankungen im Verhältnis der jeweiligen Brennstoffkosten können sich in erheblichem Maße auf das Marktgleichgewicht im Stromsektor und somit auf Gaspreise auswirken (Quelle: *IHS, Integrated Energy Research Briefing, Moskau, Stand Oktober 2015*).

Neben regionalen Preisunterschieden bestehen saisonale Preisdifferenzen zwischen Winter- und Sommermonaten. Diese saisonalen Preisunterschiede hängen stark von der Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen durch Gasspeicher, Lieferverträgen sowie Produktions- und Importkapazitäten ab. Saisonale Preisschwankungen sind wichtige Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Erdgasspeichern und Investitionen in Speicherinfrastruktur. An bedeutenden europäischen Gasmärkten sind in den Jahren 2012 und 2013 sowie 2015 die durchschnittlichen Preisunterschiede zwischen Sommer- und Wintermonaten gesunken (sog. *Sommer-/Winter-Spreads*) (Quellen: *Europäische Kommission, Quarterly Report on European Gas Markets, Band 9 Ausgabe 1, 2016, S. 18 - basierend auf Platts*; *IHS, European Gas Long-Term Price Outlook, Stand Juli 2016*). Aufgrund der derzeit angespannten wirtschaftlichen Situation für Speicherbetreiber wachsen entsprechend einer Prognose von IHS die Gasspeicherkapazitäten in Nordwesteuropa bis 2020 nur geringfügig (Quelle: *IHS, Integrated Energy Research Briefing, Moskau, Stand Oktober 2015*). Eine Vergrößerung der

Preisunterschiede kann u. a. aus erhöhtem Bedarf an Flexibilitätsoptionen aufgrund sinkender EU-Eigenproduktion bei steigender Gasnachfrage resultieren. Saisonale Preisunterschiede können des Weiteren durch die saisonal schwankende Nutzung von Gas beispielsweise im Stromsektor beeinflusst werden.

10.2.3 Pipeline-Infrastruktur

Die europäischen Gasmärkte werden nach derzeit bekannten Ausbauplänen auch in den kommenden Jahren durch einen weiteren Ausbau der Transportinfrastruktur geprägt. Zu den größeren Projekten gehört der angekündigte Bau der „Nord Stream 2“ Pipeline von Russland nach Deutschland, der im Zusammenhang mit dem erwarteten mittelfristigen Anstieg der Gaslieferungen von Russland in die EU steht (Quelle: *IHS, European Long-Term Gas Supply & Demand Outlook to 2040 - Rivalry, Stand Juli 2016*). Nach derzeitigem Stand soll der Bau dieser Leitung eine zusätzliche Kapazität von jährlich 55 Mrd. m³ bedeuten und demnach die bereits bestehende Kapazität von Nord Stream 1 noch vor dem Jahr 2020 verdoppeln (siehe „13. *Energierrechtliche Rahmenbedingungen — 13.3 Energierrechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland — 13.3.3 Energieanlagen*“). Weiterhin werden die Versorgung der Ukraine mit Erdgas aus Russland sowie die Durchleitung von Transitgas für die EU durch die Ukraine kontrovers diskutiert. Die EU treibt parallel durch weitere Projekte auch die Diversifizierung der Gaslieferquellen voran. Laufende Projekte zur Anbindung Europas an Gasquellen in Aserbaidschan und möglicherweise weitere Länder Asiens sind unter dem Namen „Südlicher Korridor“ bekannt. Geplant ist eine Pipeline-Durchleitungskapazität auf der Trans-Anatolischen Pipeline durch die Türkei in Richtung Europa von jährlich 16 Mrd. m³, die einen Abtransport von Gas aus Aserbaidschan ermöglicht. Darüber hinaus sind auch auf EU-Ebene initiierte Projekte zu nennen, die eine verbesserte Interkonnektivität innerhalb der EU-Gasmärkte bewirken. Hierzu gehören beispielsweise die Trans-Adriatische Pipeline und die Ertüchtigung einiger europäischer Interkonnektoren für Rückflüsse (Quelle: *Europäische Kommission, Commission Delegated Regulation (EU) 2016/89 of 18 November 2015 amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest (PCI), Official Journal of the EU*).

10.2.4 LNG

Die weltweite LNG-Nachfrage befindet sich seit über 15 Jahren in einer Phase starken Wachstums, dessen Dynamik jedoch in den Jahren nach 2011 abgeklungen ist. Nach Prognosen von IHS wird der Markt in den kommenden Jahren sowohl global als auch in Europa weiter stark an Bedeutung gewinnen. So soll sich die LNG-Nachfrage in Europa von 37,8 Mio. Tonnen/Jahr (~52,2 Mrd. m³) im Jahr 2015 auf 67,6 Mio. Tonnen/Jahr (~93,3 Mrd. m³) im Jahr 2020 steigern. Der Marktanteil Europas am weltweiten LNG-Importmarkt soll nach dieser Prognose von 15,2 % im Jahr 2015 auf 20,0 % im Jahr 2020 steigen. Es wird erwartet, dass die wesentlichen Zielländer von LNG weiterhin in Asien liegen werden. Mit einem Importvolumen von 133,8 Mio. Tonnen im Jahr 2015 (~185 Mrd. m³) in Japan, Korea und Taiwan sowie 45,5 Mio. Tonnen (~63 Mrd. m³) im Rest Asiens macht die asiatische LNG-Importnachfrage 2015 über zwei Drittel der weltweiten Importnachfrage von 249,5 Mio. Tonnen (~344 Mrd. m³) aus. In den Jahren bis 2020 soll sich die Dominanz des asiatischen Markts nur leicht reduzieren. Der Weltmarktanteil der asiatischen Nachfrage geht nach Prognosen von IHS von 71,9 % auf 67,5 % zurück. Dennoch steigen die absoluten Nachfragewerte in Asien von 179,4 Mio. Tonnen/Jahr (~248 Mrd. m³) im Jahr 2015 auf 228,6 Mio. Tonnen/Jahr (~316 Mrd. m³) im Jahr 2020 (Quellen für diesen Absatz: *IHS, LNG Market SnD Gap, Juli 2016, Excel Anhang. Der Konvertierungsfaktor von Mrd. m³ in Mio. t beträgt 1,38 nach Angaben im LNG Outlook (Quelle: IHS, Long-Term LNG Outlook, Stand Juli 2016, Excel-Anhang)*).

Die globalen LNG-Verflüssigungskapazitäten, d. h. Anlagen zur Herstellung von LNG aus Erdgas, steigen nach der Prognose von IHS von ca. 283,9 Mio. Tonnen/Jahr (~392 Mrd. m³) im Jahr 2015 auf 418,4 Mio. t/Jahr (~577 Mrd. m³) bis 2020 an. Hiermit knüpft der LNG-Markt an die starke Wachstumsdynamik aus den Jahren vor 2011 an. Insbesondere in Australien und den USA wurden in den letzten Jahren Investitionsentscheidungen getroffen, die planmäßig einen starken Ausbau von Verflüssigungskapazitäten noch in den Jahren vor 2020 zur Folge haben sollen. Der geplante Ausbau lässt Australien und die USA neben Katar zu Hauptakteuren im globalen LNG-Markt werden. Da nach den Erwartungen von IHS aufgrund niedriger Absatzpreise derzeit jedoch kaum neue Investitionsprojekte zu LNG-Verflüssigungsanlagen angestoßen werden, gehen dieselben Analysten von einer Abschwächung der globalen Wachstumsdynamik von LNG-Angebotskapazitäten nach 2020

aus (Quellen für diesen Absatz: *IHS, LNG Market SnD Gap, Juli 2016, Excel Anhang. Der Konvertierungsfaktor von Mrd. m³ in Mio. t beträgt 1,38 nach Angaben im LNG Outlook (Quelle: IHS, Long-Term LNG Outlook, Stand Juli 2016, Excel-Anhang)*).

Aufgrund des großen Angebots im LNG-Weltmarkt wird dem europäischen LNG-Markt von IHS eine Rolle zur Bildung eines globalen Gleichgewichts als „Residualmarkt“ zugewiesen, dessen Importvolumen stark preisabhängig sind. Das LNG-Angebot soll nach Prognosen von IHS auch in Europa zu einer Phase schwächerer Preise führen, bis es in den 2020er Jahren zu einer Erholung der Marktpreise kommen soll (Quellen: *IHS, Long-Term LNG Outlook, Stand Juli 2016, S. 5, S. 35; IHS, European Energy Scenarios to 2040, Stand Juli 2016, S. 65*).

10.2.5 Wettbewerber

Im deutschen Gasversorgungsgeschäft war die Uniper Gruppe im Jahr 2015 eines der größten Gasversorgungsunternehmen mit einem Gasabsatz in Höhe von 294,3 TWh (nach eigenen Angaben). Es sind eine Reihe von Wettbewerbern auf dem deutschen Gasmarkt tätig, wobei die größten die Wingas Gruppe, die RWE Gruppe und die Verbundnetz Gas („**VNG**“) Gruppe sind. Die Wingas Gruppe wies einen Gasabsatz in 2014 von ca. 298 TWh auf (Quelle: *Wingas Gruppe Factsheet, https://www.wingas.com/fileadmin/Wingas/content/04_Unternehmen/factsheet_wingas-auf-einen-blick_300dpi_ID_2tlg.pdf, Stand 18. März 2016*). Die RWE Gruppe wies einen Gasabsatz von 96,3 TWh in der Sparte Vertrieb/Verteilnetze in 2015 auf (Quelle: *RWE Gruppe Geschäftsbericht 2015, S. 48*). Die VNG Gruppe wies einen Gasabsatz von 84 TWh in 2015 auf (Quelle: *VNG Gruppe Geschäftsbericht 2015, S. 31*).

Das Arbeitsgasvolumen der deutschen Erdgasspeicher beträgt 25 Mrd. m³. Die Uniper Gruppe ist der größte Marktakteur in Deutschland mit einem Arbeitsgasvolumen von 6,8 Mrd. m³ und einen Marktanteil von 28 % gemessen am Arbeitsgasvolumen (Quelle: *GSE, Storage Map, Stand Mai 2015*). Hauptwettbewerber im deutschen Erdgasspeichermarkt sind die Astora Gruppe, die EWE Gruppe, die RWE Gruppe und die VNG Gruppe. Auf dem europäischen Markt für Gasspeicher verfügt die Uniper Gruppe über ein Arbeitsgasvolumen von etwa 9 Mrd. m³ und einen Marktanteil von etwa 8 % im EU Gasspeichermarkt. Zu den Hauptwettbewerbern auf dem europäischen Erdgasspeichermarkt, Russland und die Ukraine ausgenommen, zählen die STOGIT Gruppe mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 16 Mrd. m³, die Storengy Gruppe mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 11 Mrd. m³ und die NAM Gruppe mit einem Arbeitsgasvolumen von etwa 8 Mrd. m³ (Quelle: *GSE, Storage Map, Stand Mai 2015*). Zur Regulierung von Erdgasspeichern siehe „13. *Energierechtliche Rahmenbedingungen — 13.2 Energierechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland — 13.3.3 Energieanlagen*“.

Im globalen LNG-Handelsmarkt werden Unternehmen als Wettbewerber betrachtet, die auf den Kauf und Verkauf von LNG fokussiert sind (sog. *Merchant Traders*). Unternehmen, die eigene LNG-Produktion vermarkten oder Energieversorgungsunternehmen, die vor allem auf den Einkauf für den eigenen Bedarf fokussiert sind, werden im globalen LNG-Handelsmarkt hingegen nicht als Wettbewerber gesehen.

Nach Einschätzung der Uniper Gruppe sind die Royal Dutch Shell Gruppe, die Engie Gruppe und die Gas Natural Gruppe die Hauptakteure im globalen LNG-Handelsmarkt. Bezogen auf die physisch gelieferten Mengen im Jahr 2014 besaß die Uniper Gruppe eine kleinere Marktposition im Vergleich zu den einzelnen Hauptakteuren.

10.3 KESSELKOHLE UND FRACHT

10.3.1 Entwicklung von Angebot und Nachfrage

Der weltweite Kohlemarkt wird insbesondere durch die Angebots- und Nachfrageentwicklungen im pazifischen Raum beeinflusst. Seit 2005 hat sich das globale Kohlehandelsvolumen von etwa 520 Mio. Tonnen bis 2015 auf etwa 900 Mio. Tonnen erhöht, wobei insbesondere China für den starken Anstieg verantwortlich war. Zwischen 2005 und 2015 ist der Kohleimport Chinas von 6 Mio. Tonnen auf 130 Mio. Tonnen gestiegen (Quelle: *IHS, Steam Coal Seaborne Exports and Imports Outlook to 2040, Stand Juli 2016*). Aufgrund der globalen Vernetzung der regionalen Kohlemärkte wirken sich Kohleangebot und Kohlenachfrage, vor allem im wichtigsten Kohlemarkt, China, auf die Handelsströme und die Kohlepreise aus. Mit der Veränderung der chinesischen Marktposition von einem Nettoexporteur zu einem Nettoimporteur im Jahr 2009, was insbesondere auf einen Ausbau der kohlebasierten Stromerzeugung und bestehende Infrastrukturengpässe bei der heimischen

Kohleversorgung zurückzuführen war, konnte eine starke Zunahme der globalen Handelsaktivitäten auf etwa 900 Mio. Tonnen pro Jahr verzeichnet werden. Die Nachfrageprojektionen für Indien und China, verbunden mit den hohen Marktpreisen der vergangenen Jahre, haben zu erheblichen Investitionen in Kohleproduktionskapazitäten, vor allem im asiatisch-pazifischen Raum (Australien und Indonesien) geführt. Viele dieser neuen Minenkapazitäten kamen in den letzten Jahren auf den Markt.

Für die kommenden Jahre bis 2020 prognostiziert IHS (Quelle: *IHS, Steam Coal Seaborne Exports and Imports Outlook to 2040, Stand Juli 2016*) einen Rückgang der jährlichen Importmengen Chinas um bis zu 15 Mio. Tonnen pro Jahr. Gleichzeitig geht IHS allerdings davon aus, dass es eine Gesamt Nettoimportzunahme von bis zu 11 Mio. Tonnen pro Jahr in Asien geben wird, die insbesondere auf die wachsenden Importe von Indien und Vietnam zurückzuführen ist. Es wird erwartet, dass die Importnachfrage Indiens von heute etwa 167 Mio. Tonnen bis 2020 auf etwa 180 Mio. Tonnen steigen wird (Quelle: *IHS, Steam Coal Seaborne Exports and Imports Outlook to 2040, Stand Juli 2016*).

Kohle macht derzeit etwa 40 % der weltweiten Stromerzeugung aus. Obwohl in den meisten OECD-Ländern der Anteil der Kohle an der Stromerzeugung zugunsten einer Emissionsreduktion und der Zunahme von Erneuerbaren Energien und Erdgas abnehmen wird, kann für die Nicht-OECD-Länder, vor allem im asiatisch-pazifischen Markt, von einer weiter wachsenden Kohleverstromung ausgegangen werden (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, Stand November 2015*). Obwohl die Kohlenachfrage dabei in den pazifischen Schwellenländern wesentlich stärker steigen soll als in anderen Ländern, soll der globale Kohlehandel bis 2020 nur um etwa 2,5 % zunehmen (Quelle: *IHS, Steam Coal Seaborne Exports and Imports Outlook to 2040, Stand Juli 2016*). Der wesentliche Grund hierfür wird in den erheblichen heimischen Kohlereserven der pazifischen Schwellenländer gesehen, die in den kommenden Jahren den größten Anteil an der Kohleversorgung sicherstellen sollen (Quelle: *IEA, World Energy Outlook 2015, Stand November 2015*).

10.3.2 Fracht

Ein schwächeres Wachstum der globalen Kohlehandelsmengen sowie der Handelsvolumina für Eisenerz wirkt sich auch auf die Marktbedingungen im Frachtgeschäft aus. Zusammen mit einer erheblichen Ausweitung der Frachtkapazität in den vergangenen Jahren haben die gefallen Preise für Kohle und Eisenerz auch die Frachtraten stark unter Druck gesetzt. Die Ausweitung der Frachtkapazität ist u. a. auf die optimistischen Wachstumsprognosen für den asiatischen Raum zurückzuführen.

10.3.3 Wettbewerber

Im globalen Kohlehandelsmarkt werden die Unternehmen als Wettbewerber betrachtet, die auf den Kauf und Verkauf von Kohle fokussiert sind (sog. *Merchant Traders*). Unternehmen, die auf die Vermarktung ihrer eigenen Kohlefördermengen fokussiert sind (z. B. Glencore plc, BHP Billiton plc) werden hingegen nicht als Wettbewerber der Uniper Gruppe gesehen.

Nach eigener Einschätzung zählen zu den Hauptwettbewerbern der Uniper Gruppe die Noble Group Gruppe, die Trafigura Gruppe und die Vitol Gruppe.

11 GESCHÄFTSTÄTIGKEIT

11.1 ÜBERBLICK

Die Gesellschaft ist die Holdinggesellschaft der Uniper Gruppe, die mit einer Erzeugungskapazität von 37.598 MW¹ im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (Geschäftsjahr 2015: 39.863 MW, Geschäftsjahr 2014: 43.000 MW, Geschäftsjahr 2013: 43.477 MW) (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken) und einem Adjusted EBIT in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum von € 1.135 Mio. (Geschäftsjahr 2015: € 801 Mio., Geschäftsjahr 2014: € 826 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 1.048 Mio.) nach ihrer Einschätzung zu den bedeutenden Akteuren im Bereich der konventionellen Energieerzeugung und des Energiehandels in Deutschland, Europa sowie Russland gehört. Die Uniper Gruppe ist hauptsächlich in den Bereichen der konventionellen Energieerzeugung und dem Handel mit Strom, Gas, Kohle und LNG sowie dem Gasspeicherbetrieb und Gasinfrastrukturbeteiligungen tätig. Im Transport und Vertrieb von Gas nimmt sie in Zentraleuropa eine führende Stellung ein. Daneben handelt sie mit CO₂-Zertifikaten und Frachtkontingenten, vermarktet technische Dienstleistungen an andere Marktteilnehmer und tätigt Hedging-Geschäfte. Ihre Kunden sind dabei vor allem Groß- und Geschäftskunden, zu denen u. a. Netzbetreiber, Stadtwerke und andere Energieweiterverteiler zählen. Im Bereich Globaler Handel interagiert die Uniper Gruppe insbesondere mit nationalen und internationalen Energiehändlern.

Gemessen am Adjusted EBIT liegen die Schwerpunkte der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe in Deutschland, Schweden und Russland. Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe insbesondere in Großbritannien, Frankreich, den Niederlanden sowie in den USA tätig. Der Sitz der Uniper Gruppe befindet sich in Düsseldorf, Deutschland.

Im Geschäftsjahr 2015 erreichte die Uniper Gruppe Umsatzerlöse von insgesamt € 92.115 Mio. (Geschäftsjahr 2014: € 88.225 Mio., Geschäftsjahr 2013: € 94.750 Mio.), wovon bezogen auf den Sitz des Kunden € 27.191 Mio. Außenumsätze auf Deutschland, € 30.778 Mio. auf Großbritannien, € 2.010 Mio. auf Schweden, € 30.635 Mio. auf das übrige Europa sowie € 1.501 Mio. auf Sonstige entfielen. Die Uniper Gruppe beschäftigte im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum durchschnittlich 13.146 Mitarbeiter und umfasste mehr als 150 Gesellschaften und Beteiligungen.

Die Uniper Gruppe ist in drei operative Segmente gegliedert: Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung. Die einzelnen Segmente sind in verschiedene Aktivitäten untergliedert, von denen einige in Teilaktivitäten unterteilt sind. In dem daneben bestehenden Überleitungsposten Administration/Konsolidierung sind segmentübergreifende administrative Funktionen sowie die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen zusammengefasst.

11.2 GESCHICHTE

Die Ursprünge der Uniper Gruppe gehen auf die im Jahr 1917 gegründete Innwerk, Bayerische Aluminium AG mit Sitz in München zurück, deren Kerngeschäft die Errichtung und der Betrieb von Wasserkraftanlagen war. Bereits im Jahr 1923 wurde die Innwerk Aktiengesellschaft zu einer Tochtergesellschaft der Vereinigte Industrieunternehmungen AG („VIAG“) und im Jahre 1995 wurde aus ihr die Bayernwerk Wasserkraft Aktiengesellschaft. Bei der VIAG handelte es sich ebenso wie bei der Vereinigten Elektrizitäts- und Bergwerks-Aktiengesellschaft („VEBA“), mit der sie am 16. Juni 2000 zur E.ON AG fusionierte, um eine Holdinggesellschaft für staatliche Industriebeteiligungen, die u. a. Beteiligungen in den Industrien Energie, Chemie, Telekommunikation und Immobilien hielt. Die Bayernwerk Wasserkraft Aktiengesellschaft wurde in der Folge in eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung umgewandelt, die unter dem Namen E.ON Wasserkraft GmbH firmierte.

Die E.ON AG fokussierte sich von Beginn an auf das Geschäftsfeld Energie. Zur Erreichung dieses Ziels wurden in den Folgejahren bis 2005 zahlreiche Beteiligungen in Geschäftsfeldern außerhalb des Energiebereichs veräußert. Parallel dazu wurden bis 2007 Akquisitionen im Energiebereich u. a. in Schweden, Großbritannien, Frankreich und Russland getätigt. Im Jahr 2003 übernahm die E.ON AG die Ruhrgas AG, einen der größten privatwirtschaftlichen Erdgasimporteure, die kurz darauf in E.ON Ruhrgas AG umfirmiert wurde. Diese Gesellschaft begann bereits im Jahr 1970 mit der Erdgasbeschaffung aus Russland. Die E.ON AG baute das Russlandgeschäft durch die Übernahme eines Anteils von 78,3 % an dem russischen Stromerzeuger OGK-4 im Oktober 2007, der 2011 in E.ON Russia JSC und im Rahmen der Abspaltung der Uniper Gruppe im Juli 2016 in

¹ In die Berechnung der Kennzahlen sind alle Kraftwerkskapazitäten einbezogen, die der Uniper Gruppe mindestens an einem Tag der jeweils zu betrachtenden Periode zur Verfügung standen.

Unipro PJSC umfirmiert wurde und an der die E.ON SE (in die sich die E.ON AG im Jahr 2012 formwechselnd umgewandelt hat) zum Ende des Geschäftsjahres 2012 83,7 % der Anteile hielt, der Beteiligung an dem Pipeline-Projekt Nord Stream 1 und auch mittels der Beteiligung am sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje im Jahr 2009, weiter aus.

Darüber hinaus begann die E.ON AG ab 2005 mit der Planung und dem Bau zahlreicher moderner Kraftwerke sowie dem globalen Ausbau von Handelsaktivitäten. Der gesamte Neubau im fossilen Kraftwerksbereich wurde von der EKW gesteuert. Die Handelsaktivitäten des E.ON-Konzerns unterstanden der E.ON Energy Trading SE, die zum 1. März 2013 in E.ON Global Commodities SE umbenannt wurde und auf welche die E.ON Ruhrgas AG mit ihrem Gashandelsgeschäft verschmolzen wurde. Die E.ON Global Commodities SE, die heute unter Uniper Global Commodities SE firmiert, war für den Handel mit Strom, Gas, Kohle und Öl zuständig.

Anfang 2013 wurden die EKW und die Amrumbank-West GmbH auf die E.ON Wasserkraft GmbH verschmolzen, die fortan als EKW weitergeführt und deren Sitz nach Hannover, Deutschland, verlegt wurde. Seitdem betreibt die neue EKW neben ihrem ursprünglichen Wasserkraftwerksgeschäft auch die Kohle-, Gas- und Ölkraftwerke des E.ON-Konzerns in Deutschland.

Vor dem Hintergrund der fortschreitenden, tiefgreifenden Änderungen der Energiemärkte hat der Vorstand der E.ON SE im Jahr 2014 mit Zustimmung des Aufsichtsrats eine strategische Neuausrichtung beschlossen, die eine Aufspaltung des E.ON-Konzerns in zwei Teile im Wege einer Abspaltung einschließt. Im Laufe des Jahres 2015 wurden durch verschiedene konzerninterne Umstrukturierungen die Grundlagen für die Abspaltung der Gesellschaft geschaffen (siehe „4. Die Abspaltung“). Aus der Abspaltung gehen zwei rechtlich getrennte Konzerne hervor, die sich auf jeweils unterschiedliche Herausforderungen der gegenwärtigen Energiemärkte fokussieren (siehe „5. Gründe für die Abspaltung und Kosten der Emission — 5.1 Gründe für die Abspaltung“).

11.3 WETTBEWERBSSTÄRKEN

Die Uniper Gruppe ist der Auffassung, dass sie die folgenden Stärken besitzt, die maßgeblich für ihren wirtschaftlichen Erfolg sind und die auch in Zukunft dazu beitragen werden, sie von ihren Wettbewerbern abzuheben.

Führender Akteur im Bereich der konventionellen Energieerzeugung in Europa

Mit einer Erzeugungskapazität von 37.598 MW im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (entsprechend der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den Kraftwerken), davon 31.306 MW aus fossilen Kraftwerken, und einem Adjusted EBIT in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum von € 1.135 Mio. (Geschäftsjahr 2015: € 801 Mio., 2014: € 826 Mio., 2013: € 1.048 Mio.) gehört die Uniper Gruppe nach eigener Einschätzung zu den führenden Akteuren im Bereich der konventionellen Energieerzeugung in Europa. In ihren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und Schweden gehört die Uniper Gruppe jeweils zu den vier größten Energieerzeugungsunternehmen.

In den letzten Jahren hat sich aufgrund des stetigen Ausbaus der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Europa die Rolle der konventionellen Kraftwerke im Rahmen der Energieerzeugung grundlegend gewandelt – weg von der Bereitstellung des Großteils der elektrischen Basislast hin zur Absicherung des erheblichen Schwankungen unterliegenden Angebots an Strom aus Erneuerbaren Energien.

Mit ihrer starken Stellung in den wichtigsten europäischen Märkten und ihrem zentral gesteuerten, kontinuierlich optimierten Kraftwerkspark leistet die Uniper Gruppe einen wesentlichen Beitrag zur Systemstabilität der europäischen Energiemärkte und befindet sich in einer guten Position, die sich aus dem Systemwechsel auf den Energiemärkten ergebenden Chancen zu nutzen. Darüber hinaus vermarktet die Uniper Gruppe Systemdienstleistungs- und Reserveprodukte, z. B. Primär-, Sekundär- oder Minutenreserven an Betreiber von elektrischen Übertragungsnetzen zur Gewährleistung eines technisch sicheren Betriebs der Stromversorgungssysteme. In Ländern mit Kapazitätsmärkten stellt die Uniper Gruppe gegen Vergütung Erzeugungseinheiten zur Sicherung der Systemstabilität bereit.

Diversifiziertes Erzeugungsportfolio mit solider Ertragsgenerierung

Die Uniper Gruppe verfügt sowohl über ein geographisch als auch technologisch diversifiziertes Portfolio von Erzeugungseinheiten. Neben den Standorten ihrer Anlagen an strategisch wichtigen Positionen im elektrischen Übertragungsnetz profitiert die Uniper Gruppe insbesondere davon, dass ihr

Kraftwerkspark auf einem ausgewogenen Mix verschiedener Technologien und Brennstoffe zur Energieerzeugung basiert sowie eine hohe Flexibilität aufweist. Neben Wasserkraftanlagen, Gas-, Kohle- und Ölkraftwerken verfügt die Uniper Gruppe über Biomasseanlagen sowie in Schweden über nukleare Erzeugungseinheiten und Beteiligungen an solchen Kraftwerken. Etwa 20 % der von der Uniper Gruppe im Geschäftsjahr 2015 erzeugten Energie stammt aus ihren CO₂-freien Wasser- und Kernkraftwerken. Der verbleibende Anteil entfiel auf die Gas- und sonstigen Kraftwerke. Ihr diversifiziertes Portfolio erleichtert es der Uniper Gruppe aktuelle Entwicklungen, wie die Herausbildung von Kapazitätsmärkten in einzelnen Ländern, für sich zu nutzen.

Die zentrale Steuerung und Optimierung aller europäischen Kraftwerke erfolgt durch ein hochspezialisiertes Team im Segment Globaler Handel, das flexibel auf Veränderungen, wie z. B. Bewegungen bei Brennstoffpreisen, reagiert und die bestmögliche Positionierung des Erzeugungsportfolios der Uniper Gruppe im Strommarkt sicherstellt. Dabei erfolgt zur Sicherung einer größtmöglichen Profitabilität des Portfolios eine laufende Evaluierung aller Erzeugungseinheiten.

Zusätzlich zum Absatz über die Energiebörsen erzielte das Segment Europäische Erzeugung im Geschäftsjahr 2015 rund 40 % seines Adjusted EBITDA auf dem sog. *Non-Wholesale Markt*, u. a. auch getrieben durch den Verkauf von Strom, Dampf, Wärme und Druckluft aus konventionellen Kraftwerken im Rahmen anlagenbasierter, langfristiger Absatzverträge, über welche die Leistung der Kraftwerke der Uniper Gruppe an Großkunden vertrieben wird. Der Preis für den Strom bzw. die sonstigen Produkte bemisst sich dabei an den Vollkosten, d. h. neben den variablen Erzeugungskosten auch an den fixen Kosten für Instandhaltung, Personal etc., der jeweiligen Produktion in dem jeweiligen Kraftwerk. Insofern ist die Marge nur unwesentlich von den schwankenden Preisen der Primärenergieträger abhängig. Zum Non-Wholesale Ergebnis trugen darüber hinaus auch Einkünfte aus Kraftwerksreservemechanismen und regulatorische Einnahmen (z. B. Kapazitätsprämien und EEG-Vergütung) bei. Für die am Handelsmarkt abgesetzten und damit schwankenden Preisen ausgesetzten Erzeugungsmengen (sog. *Wholesale Markt*) tätigt die Uniper Gruppe Hedging-Geschäfte, um die Auswirkungen volatiler Strom- und Gaspreise auf die Uniper Gruppe zu begrenzen (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(ii) Aktivität Globaler Handel — Strom — 11.5.3(ii)(b) Stromhandel“).

Starke Präsenz auf dem russischen Strommarkt

Die Uniper Gruppe ist gemessen an ihren Erzeugungskapazitäten der drittgrößte private Stromproduzent in Russland mit einem Anteil von etwa 5 % an der russischen Stromerzeugung.

Das Erzeugungsportfolio der Uniper Gruppe in Russland verteilt sich auf verschiedene Regionen, wobei die Kraftwerke in der Nähe von Industriezentren mit stark wachsendem Strombedarf liegen. Zudem zeichnen sich diese Kraftwerke der Uniper Gruppe durch im Vergleich zu Wettbewerbern höhere Wirkungsgrade aus. Seit 2010 hat die Uniper Gruppe vier neue, hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerksblöcke an drei Kraftwerksstandorten mit einer Kapazität von 1,6 GW sowie ein neues Braunkohlekraftwerk (Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja, bis mindestens Mitte 2018 aufgrund von Reparaturmaßnahmen außer Betrieb) mit einer Kapazität von 0,8 GW in Betrieb genommen. Darüber hinaus können die Primärenergieträger für einige Kraftwerke der Uniper Gruppe in Russland lokal und ohne signifikante Transportkosten bezogen werden, was die variablen Kosten dieser Kraftwerke im Vergleich zu Wettbewerbern signifikant senkt.

Diese Umstände haben es der Uniper Gruppe ermöglicht, ihren Kraftwerkspark in Russland sehr effizient zu betreiben und sich eine starke Position innerhalb der landesspezifischen Merit Order zu sichern, was sich auf die Auslastung und Profitabilität der Kraftwerke positiv auswirkte und in der Vergangenheit zu berechenbaren Erträgen der Uniper Gruppe auf dem russischen Strommarkt geführt hat.

Führender Akteur im europäischen Gas Midstream Geschäft

Die Uniper Gruppe gehört zu den führenden Akteuren im europäischen Gasgeschäft. Sie ist mit dem Einkauf von Erdgas auf den internationalen Beschaffungsmärkten, dem Transport, der Speicherung und dem Großkundenvertrieb von Erdgas entlang der gesamten Wertschöpfungskette tätig und verfügt für diese Aktivitäten über bedeutende Fähigkeiten und Expertise.

Die Aktivität Gas ist im Segment Globaler Handel angesiedelt und sichert damit den Zugang der Uniper Gruppe zu den weltweiten Erdgasgroßhandelsmärkten. Dies ermöglicht die kurz- bis mittelfristige Optimierung des Gasportfolios bestehend aus den langfristigen Gasbezugsverträgen, dem Vertriebsportfolio, den Transportbuchungen und den Gasspeichern.

Die Uniper Gruppe verfügt über ein Portfolio von langfristigen Gasbezugsverträgen mit einem Gesamtvolumen von mehr als 400 TWh (Stand 31. Dezember 2015), von denen einige bedeutende Langfristverträge im Jahr 2035 auslaufen werden. Über Preisanpassungsformeln in den Verträgen wird sichergestellt, dass der Preis marktgerecht ist (siehe auch Abschnitt „2. Risikofaktoren — 2.7 Rechtliche Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.7.3 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus anhängigen oder angedrohten rechtlichen Verfahren“). Die Preisformeln und andere Vertragskonditionen werden regelmäßig an strukturelle Marktveränderungen im Rahmen eines vertraglich festgelegten Preisrevisionsverfahrens angepasst. Aufgrund der gruppeninternen Optimierung der Handelsaktivitäten, die sowohl den Vertrieb, als auch die Aktivitäten an den Großhandelsmärkten umfassen, adressiert die Uniper Gruppe aktiv die aus den langfristigen Gasbezugsverträgen entstehenden Risiken.

Darüber hinaus besitzt die Uniper Gruppe langfristig gebuchte Regasifizierungskapazitäten in Europa, die ihr die Teilnahme am globalen LNG Handel ermöglichen. Die Arbeitsgaskapazitäten von insgesamt 8,8 Mrd. m³ (Stand 31. Dezember 2015) in ihren Untertagespeichern in Deutschland, Österreich und Großbritannien ermöglichen der Uniper Gruppe zudem die Ausnutzung von jahreszeitbedingten Preiseffekten sowie von kurzfristigen Schwankungen beim Gaspreis. Schließlich hat die Uniper Gruppe Beteiligungen an bedeutenden Gaspipelines in Europa erworben oder sich entsprechende Kapazitäten vertraglich gesichert, was grenzüberschreitende Gastransporte zwischen Deutschland und den angrenzenden Ländern ermöglicht und der Uniper Gruppe eine integrierte Marktposition im Gashandel in Europa sichert.

Ferner unterhält die Uniper Gruppe eine knapp 25 %ige Beteiligung am russischen Gasfeld Yushno Russkoje mit hoher und stabiler Gasproduktion bis zum Beginn des nächsten Jahrzehnts ohne erwarteten signifikanten Investitionsbedarf.

Durch die volle Integration des Gasgeschäftes und ihre grenzüberschreitende Positionierung können sämtliche Positionen der Uniper Gruppe im Gashandel durch das Segment Globaler Handel einheitlich bewirtschaftet und optimiert werden. In der Vergangenheit war die Uniper Gruppe so in der Lage, stabile Erträge im Gasgeschäft zu erwirtschaften.

Diversifizierte Einkommensquellen und berechenbare Kapitalflüsse auch in einem schwierigen Marktumfeld

Mit der konventionellen Energieerzeugung in Europa, ihrem integrierten Gasgeschäft, dem starken Russlandgeschäft, der Beteiligung am Gasfeld Yushno Russkoje und dem globalen Kohle- und Frachthandel ist die Uniper Gruppe auf einer Vielzahl von Märkten und Geschäftsfeldern im Zusammenhang mit der Energieerzeugung und dem Strom- und Rohstoffhandel tätig.

Durch die breite Aufstellung und die diversifizierten Ertragsströme, beispielsweise aus der Energieerzeugung mit unterschiedlichen Kraftwerksarten und in unterschiedlichen Märkten, dem Handel mit Rohstoffen und dem Gasspeichergeschäft, war die Uniper Gruppe in der Vergangenheit in der Lage, auch in einem schwierigen und zahlreichen Veränderungen unterworfenen Marktumfeld berechenbare Kapitalflüsse zu erzielen.

Fokus auf stetige Kostenreduzierung sowie Steigerung der Effizienz und Profitabilität

In einem schwierigen Marktumfeld hat die Uniper Gruppe in der Vergangenheit wiederholt ihre Fähigkeit unter Beweis gestellt, die Effizienz und Profitabilität ihres Kraftwerksparks kontinuierlich zu steigern.

Die konsequente Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen, einschließlich der Reduzierung der Kapazitäten der Kraftwerksflotte der Uniper Gruppe, hat – auch im Vergleich zu Mitbewerbern der Uniper Gruppe – zur signifikanten Verringerung der variablen Kraftwerkskosten und zur Einsatzoptimierung des Kraftwerksparks der Uniper Gruppe geführt. So konnten die jährlichen Beeinflussbaren Kosten (*Controllable Costs*, siehe „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.3 Wesentliche Faktoren, die sich auf die Ertragslage auswirken — 9.3.11 Maßnahmen zur Kostenreduzierung und Optimierung des Kraftwerksparks der Uniper Gruppe sowie sonstige Maßnahmen zur Effizienzsteigerung und Kostenreduzierung“) im Segment Europäische Erzeugung von € 1.639 Mio. im Geschäftsjahr 2013 auf € 1.305 Mio. im Geschäftsjahr 2015 reduziert werden. Im Vergleich zum am 30. Juni 2015 endenden Halbjahreszeitraum konnten die Beeinflussbaren Kosten im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum um € 65 Mio. gesenkt werden.

Zur Identifikation weiterer Optimierungspotentiale und zur Sicherung der Profitabilität unterzieht die Uniper Gruppe sämtliche Erzeugungseinheiten einer laufenden Evaluierung, wobei insbesondere auch äußere Umstände, wie die Gesamtentwicklung des Markts, in die Bewertung einbezogen werden. Ist ein Kraftwerk auf absehbare Zeit nicht mehr profitabel zu betreiben, so werden im Rahmen der regulatorischen Vorgaben weitere Maßnahmen bis hin zur Stilllegung der Anlage ergriffen, um die Ertragskraft des verbleibenden Portfolios zu erhöhen. So hat die Uniper Gruppe ihre Erzeugungskapazitäten seit dem Geschäftsjahr 2012 um 8,8 GW reduziert, da sich diese als nicht mehr rentabel erwiesen haben.

In allen Unternehmensbereichen hat die Uniper Gruppe in der Vergangenheit wiederholt Programme zur Kostenreduzierung und Effizienzsteigerung umgesetzt. So konnte im Segment Globaler Handel der Personalaufwand von € 304 Mio. im Geschäftsjahr 2013 um 26,8 % auf € 223 Mio. im Geschäftsjahr 2015 gesenkt werden. Gleichzeitig wurden die Investitionen von 2013 bis 2015 um 51 % reduziert. Das Segment Internationale Stromerzeugung konnte den Anstieg der Kraftwerksbetriebskosten (ohne Berücksichtigung der Kosten für die Primärenergieträger) in Russland in den letzten fünf Geschäftsjahren unterhalb der dortigen Inflationsrate halten.

Erfahrenes Management und umfangreiche Expertise auf dem Gebiet der Stromerzeugung und dem Handel mit Rohstoffen

Das Management der Uniper Gruppe verfügt über jahrzehntelange Industrieerfahrung und eine tiefgreifende Kenntnis der Energie- und Rohstoffmärkte. Das Prinzip der operativen Exzellenz ist tief im Management und der Unternehmenskultur verwurzelt.

Die Uniper Gruppe verfügt ferner über einen Pool an erfahrenen bzw. talentierten Mitarbeitern, die in allen Aspekten der Rohstoff- und Energiemärkte sowie der Errichtung, der Wartung und des Betriebs einschließlich der Optimierung von Kraftwerken über umfangreiche Fähigkeiten und Kenntnisse verfügen.

11.4 STRATEGIE

11.4.1 Strategischer Fokus

Die Uniper Gruppe ist langfristig bestrebt, ihre führende Marktstellung in ihren bestehenden Geschäftsaktivitäten weiter auszubauen und setzt hierbei auf ihre Wettbewerbsstärken sowie auf Marktopportunitäten. Darüber hinaus beabsichtigt die Uniper Gruppe, an die bisherigen Erfolge bei Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen in allen Segmenten anzuknüpfen.

11.4.2 Megatrends

Die Uniper Gruppe ist der Ansicht, dass die Energie- und Rohstoffmärkte weltweit in den vergangenen Jahren durch die folgenden Megatrends beeinflusst wurden:

In Europa liegt der Fokus vor allem auf der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes und der Steigerung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Die USA streben nach einer weitgehenden Unabhängigkeit von Energieimporten, während Russland primär an dem Einsatz nationaler Ressourcen interessiert ist. In zahlreichen anderen Regionen der Welt liegt der Fokus auf der Gewährleistung einer bezahlbaren Energieversorgung und damit häufig ebenfalls auf dem Einsatz national verfügbarer Rohstoffe.

Diese Trends bringen nach Einschätzung der Uniper Gruppe eine Reihe von Chancen, aber auch Herausforderungen für die Geschäftsaktivitäten der Uniper Gruppe mit sich:

Als Folge der sog. Energiewende, also des verstärkten Einsatzes von Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung und aufgrund von Änderungen des regulatorischen Umfelds, erwartet die Uniper Gruppe eine Veränderung der Rolle, die konventionelle Kraftwerke in Europa für die Energieerzeugung spielen werden. Während konventionelle Kraftwerke in der Vergangenheit in erster Linie der Erzeugung von Energie zur Deckung der Nachfrage dienten, werden diese künftig nach Einschätzung der Uniper Gruppe verstärkt zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang hält es die Uniper Gruppe für möglich, dass vermehrt alternative Vergütungsstrukturen für die Bereitstellung von Erzeugungsleistung, wie Kapazitätsmärkte, zur Anwendung kommen.

In Deutschland wurde in Folge des Reaktorunglücks im japanischen Fukushima im Jahr 2011 ein vollständiger Ausstieg aus der nuklearen Energieerzeugung beschlossen. Die Auswirkungen der stufenweisen Abschaltung der nuklearen Erzeugungseinheiten bis zum Jahr 2022 werden nach Einschätzung der Uniper Gruppe auch zukünftig auf dem deutschen Strommarkt spürbar sein.

Schließlich erwartet die Uniper Gruppe, dass die kommenden Jahre in der europäischen Erdgasversorgung aufgrund des Auslaufens bestehender Lieferverpflichtungen sowie des Rückgangs europäischer Förderung durch eine wachsende Lücke zwischen Nachfrage und Angebot gekennzeichnet sein werden, die durch neue Bezugsquellen geschlossen werden muss.

Global geht die Uniper Gruppe von einer weiter steigenden Nachfrage nach elektrischer Energie und damit von dem Ausbau weiterer, auch gas- und kohlebefeuerter, konventioneller Erzeugungskapazitäten aus. Dies führt nach Einschätzung der Gesellschaft ebenfalls zu einer Zunahme der globalen Handelsströme für Kohle und LNG.

11.4.3 Strategie

Mit Blick auf diese Megatrends verfolgt die Uniper Gruppe die folgenden strategischen Ziele, um ihre bestehenden Geschäftsaktivitäten zu optimieren und weiter auszubauen, die Wettbewerbs- und Zukunftsfähigkeit der Uniper Gruppe in einem sich wandelnden Marktumfeld langfristig zu sichern und nachhaltige Kapitalflüsse zu generieren:

- Beitrag zur Sicherung der Systemstabilität der europäischen Strom- und Gasmärkte
- Nutzung der zunehmenden Verknüpfung der globalen Energiemärkte
- Teilnahme am Wachstum der Strommärkte weltweit

Es gehört weiterhin zur Strategie der Uniper Gruppe, bei der Umsetzung dieser langfristigen Ziele primär auf die bestehenden Kapazitäten sowie das Know-how der Uniper Gruppe zurückzugreifen.

(i) *Beitrag zur Sicherung der Systemstabilität der europäischen Strom- und Gasmärkte*

Die Uniper Gruppe verfügt über ein effizientes konventionelles Kraftwerkportfolio in Europa und Russland mit einer Erzeugungskapazität von 37.598 MW im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum (entsprechend der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den Kraftwerken). Die Uniper Gruppe beabsichtigt, mit diesem Kraftwerkportfolio einen Beitrag zur Sicherung der Systemstabilität der europäischen Strommärkte zu leisten. In Europa wurde die Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den letzten Jahren stetig ausgebaut. Allerdings unterliegt das verfügbare Volumen von Strom aus Erneuerbaren Energien erheblichen Schwankungen in Abhängigkeit von meteorologischen und hydrologischen Faktoren wie Sonne, Wind, Niederschlägen und Wasserständen. Dies hat zur Folge, dass sich die Rolle, die konventionelle Kraftwerke für die Stromerzeugung spielen, gewandelt hat. Während diese in der Vergangenheit in erster Linie der Erzeugung von Energie zur Deckung der Nachfrage dienten, gewährleisten sie künftig vor allem die Versorgungssicherheit und stellen Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, die in Zeiten geringerer Erzeugung aus Erneuerbaren Energien abgerufen werden können.

Aufgrund der Verteilung auf verschiedene Länder und Regionen und der Nutzung unterschiedlicher Technologien und Energieträger ist das Kraftwerkportfolio der Uniper Gruppe im Markt gut positioniert, um die gewandelte Nachfrage an flexibler und steuerbarer konventioneller Energieerzeugung zu erfüllen und die sich bietenden Chancen, wie die mögliche Einrichtung von Kapazitätsmärkten, zu nutzen.

Zur Stärkung ihrer Wettbewerbsposition und um ihre Profitabilität und Kapitalmarktattraktivität weiter zu erhöhen, wird die Uniper Gruppe die bereits von ihr ergriffenen Maßnahmen zur Erlangung der Kostenführerschaft – einschließlich der Gemeinkosten – beim Betrieb von Kraftwerken fortsetzen und ausweiten. Dies kann auch die Stilllegung nachhaltig unrentabler Kraftwerke oder selektive, im Einzelfall zu prüfende Konsolidierungsoptionen umfassen. Investitionen in bestehende Anlagen erfolgen grundsätzlich – soweit nicht gesetzlich vorgeschrieben – streng unter Rentabilitätsgesichtspunkten. Sofern attraktive Investitionsbedingungen vorliegen, beispielsweise mehrjährig gesicherte Kapazitätzahlungen, schließt die Gesellschaft mittelfristig auch Neuinvestitionen in den entsprechenden Märkten nicht aus, um an der Transformation der europäischen Energiemärkte zu partizipieren.

Ein klarer strategischer Schwerpunkt der Uniper Gruppe liegt auf der Risikodiversifizierung ihres Portfolios, um verstärkt alternative, von Rohstoffpreisschwankungen unabhängige Erträge generieren zu können. Dies kann z. B. auch Vergütungen für Beiträge zur Systemstabilität umfassen (z. B. durch Reserveprodukte, Kapazitätsmarktzahlungen oder Reservekraftwerksvergütungen) oder im Abschluss neuer Endkundenverträge für die Lieferung von elektrischer Energie, Prozessdampf oder Wärme bestehen. Hierbei setzt die Uniper Gruppe insbesondere auf den Ausbau ihrer guten Geschäftsbeziehungen mit Industriekunden.

Im Hinblick auf die langfristige Sicherung der Stabilität des europäischen Gasmarkts hat die Uniper Gruppe den Anspruch, mit ihren Langfristbezugsverträgen, Gasspeichern und Pipelinekapazitäten zu den führenden Akteuren in Zentraleuropa zu gehören. Hierbei plant die Uniper Gruppe, die Flexibilität in ihrem Gasportfolio zu erhöhen, um die von ihr beim Handel mit Gas zu erzielenden Margen zu steigern. Darüber hinaus beabsichtigt die Uniper Gruppe, weiter an der Kostenoptimierung der Gasspeicherportfolios durch die Reduzierung der Betriebskosten zu arbeiten, um auch in diesem Marktsegment ihre Wettbewerbsposition zu verbessern.

Ferner ist die Uniper Gruppe überzeugt, mit ihrem Segment Globaler Handel auch bei der Einbeziehung Europas in den globalen Handel mit Kohle und LNG eine führende Rolle einnehmen zu können. Auf diese Weise möchte die Uniper Gruppe ihren Kunden weiterhin alternative Bezugsmöglichkeiten für Kohle und LNG anbieten, die unabhängig von europäischen Rohstoffvorkommen oder einzelnen Lieferanten sind und so einen Beitrag zur Sicherung der Rohstoffversorgung leisten.

(ii) *Nutzung der zunehmenden Verknüpfung der globalen Energiemärkte*

Die Uniper Gruppe ist der Ansicht, dass die steigende Dynamik und die stärker werdende Verflechtung der globalen Märkte neue Chancen für die Handelsaktivitäten der Uniper Gruppe mit sich bringen werden. Die Uniper Gruppe plant daher, ihre weltweit vernetzten Portfolios von Energie- und Rohstoffpositionen sowie ihre globalen Energiehandelsaktivitäten weiter auszubauen und kontinuierlich zu verbessern, um durch den Abschluss von Bezugs- und Lieferpositionen von Preisdifferenzen in zunehmend globalisierten Märkten, insbesondere bei Kohle und LNG, zu profitieren.

Mit Blick auf den globalen Kohlemarkt verfügt die Uniper Gruppe mit ihren bestehenden Beschaffungspositionen zur Versorgung des eigenen Kraftwerksparks in Europa bereits über einen etablierten Marktzugang. Daran anknüpfend beabsichtigt die Uniper Gruppe, Partnerschaften mit anderen Kohlekraftwerksbetreibern, insbesondere auch außerhalb Europas, einzugehen, um ihre Beschaffungsposition zu erweitern und um unter Ausnutzung von Preisunterschieden im globalen Markt zusätzliche risikoarme Erlöse zu erwirtschaften. Mittelfristig rechnet die Uniper Gruppe damit, dass sich ihre Beschaffungsposition für Kohle aufgrund des rückläufigen eigenen Erzeugungsportfolios verringern wird. Eigene substantielle Investitionen in Kohlekraftwerke sind derzeit nicht geplant. Die Uniper Gruppe strebt daher an, das bereits bestehende Drittgeschäft in Form der Versorgung von Kohlekraftwerken Dritter oder der Vermarktung der Kohleförderung Dritter auszubauen, um auch weiterhin mit bedeutenden Mengen am weltweiten Kohlehandel teilnehmen zu können. Im Geschäftsjahr 2015 machte die Versorgung von bzw. die Vermarktung an Dritte bereits mehr als 50 % des gesamten Handelsvolumens der Uniper Gruppe mit Kohle aus. Der Ausbau der Handelsaktivitäten mit Kohle soll insbesondere in dem vom prognostizierten Zubau neuer Kohlekraftwerkskapazitäten am stärksten betroffenen pazifischen Markt erfolgen. Dabei strebt die Uniper Gruppe an, regionale Arbitragemöglichkeiten zwischen den Kohlemärkten in der Pazifik- bzw. Atlantikregion zu nutzen. Weiteres Potential für Wachstum sieht die Uniper Gruppe bei der Auslastung bestehender Frachtpositionen, die durch Routenoptimierungen bzw. die Beiladung anderer Güter verbessert werden können. Zu diesem Zweck vermarktet die Uniper Gruppe verstärkt Frachtdienstleistungen an Dritte.

Im globalen Handel mit LNG bemüht sich die Uniper Gruppe – ausgehend von den bestehenden Regasifizierungskapazitäten in Europa und den bereits abgeschlossenen Langfristbezugsverträgen – um den Aufbau eines Portfolios aus Bezugs- und Absatzverträgen. Ihre bestehenden Regasifizierungskapazitäten in Europa, insbesondere mit langfristig abgesicherten Terminalkapazitäten, erlauben es der Uniper Gruppe, kontrahierte LNG-Mengen in das europäische Gasnetz einzuspeisen und als Teil des Gasportfolios der Uniper Gruppe zu vermarkten. Die Uniper Gruppe ist bestrebt, die Auslastung dieser Terminals weiter zu steigern und so die Erlössituation zu verbessern. Um das Risiko von Preisschwankungen bei langfristigen LNG Bezugsverträgen zu verringern, verfolgt die Uniper Gruppe zudem das Ziel, diese Verträge durch korrespondierende Absatzverträge abzusichern. Um ihr weltweites Netz aus Bezugs- und Absatzverträgen weiter

zu verbessern, plant die Uniper Gruppe ferner, ihr vorhandenes langfristiges Bezugsportfolio weiter zu diversifizieren. Zudem soll durch den Aufbau von kurz- und mittelfristigen Positionen die Flexibilität des Portfolios insgesamt erhöht werden.

(iii) Teilnahme am Wachstum der Strommärkte weltweit

Mit ihren effizienten und im Markt etablierten Erzeugungsaktivitäten in Europa und Russland sieht sich die Uniper Gruppe in einer guten Ausgangslage, um am Wachstum der Strommärkte weltweit teilzuhaben.

Die Uniper Gruppe sieht dabei insbesondere in den folgenden Bereichen Wachstumspotential:

Dienstleistungen für Dritte

Zur Nutzung des Know-hows der Uniper Gruppe ist beabsichtigt, die Erbringung von Energiedienstleistungen für Dritte, beispielsweise im Bereich der Entwicklung, der Planung, des Betriebs, der Instandhaltung, der Brennstoffversorgung und der Vermarktung von Kraftwerken und Gasspeichern weiter voranzutreiben und auszubauen. In den europäischen Märkten sind mögliche Kunden für solche Dienstleistungen insbesondere andere Kraftwerksbetreiber, die ihrerseits durch die Auslagerung von Tätigkeiten ihre Kosten reduzieren und interne Abläufe vereinfachen wollen, sowie Investoren ohne eigene oder mit nur geringen eigenen technischen Kompetenzen. Weltweit plant die Uniper Gruppe insbesondere die Ansprache von Investoren oder Investorengruppen, die zum Bau sowie Betrieb neuer Kraftwerke technisch kompetente Partner suchen. Die Uniper Gruppe strebt dabei ein Geschäftsmodell an, bei dem lokale Partner je nach Art und Umfang der zu erbringenden Dienstleistungen eingebunden werden, beispielsweise für die Verrichtungen von Arbeiten bei der Revision eines Kraftwerks.

Die Erbringung von Dienstleistungen für Dritte ermöglicht es der Uniper Gruppe, auch Synergien mit anderen Geschäftsbereichen zu heben. Wird z. B. die Brennstoffversorgung eines Kraftwerks mit Kohle oder Gas als Dienstleistung übernommen, so können neue Absatz- und Bezugsverträge für diese Rohstoffe abgeschlossen werden, wodurch sich der Uniper Gruppe im Globalen Handel weitere Möglichkeiten bieten, Preisdifferenzen auf den globalen Märkten zu nutzen.

Langfristiges Ziel der Uniper Gruppe ist die Erlangung einer Position als führender Dienstleister für gebündelte Services aus einer Hand entlang der gesamten Wertschöpfungskette (von der Brennstoffversorgung über den Betrieb bis hin zur Vermarktung) und des gesamten Lebenszyklus von Kraftwerksanlagen und Gasspeichern (von der Planung bis hin zur Stilllegung).

Globale Erzeugungsbeteiligungen

Die Uniper Gruppe plant mittelfristig in beschränktem Umfang, ein weltweites Portfolio von ausgewählten Kraftwerksbeteiligungen aufzubauen, um so am Wachstum der globalen Nachfrage nach Elektrizität und konventionellen Erzeugungstechnologien teilzuhaben. Das damit verbundene Investitionsrisiko soll über eine Begrenzung des eingesetzten Eigenkapitals auf Minderheitsbeteiligungen, durch Risikoteilung mit Partnern, zusätzliche Erträge aus der Brennstoffbeschaffung, Kraftwerkswartung und -betrieb sowie durch eine klare Investitionsstrategie inklusive eines umfassenden Prüfungsprozesses bei der Projektauswahl gesteuert werden.

Weiterentwicklung der Geschäftstätigkeit in Russland

Mit Blick auf die Bedeutung ihrer Geschäftstätigkeiten in Russland bemüht sich die Uniper Gruppe um eine Absicherung der in Russland erwirtschafteten Erträge bei weiterhin starkem Fokus auf Kostenführerschaft und operative Exzellenz.

Um ihre Geschäftstätigkeit in Russland weiterzuentwickeln, plant die Uniper Gruppe mittelfristig u. a. die Umsetzung von über das russische Kapazitätsmarktssystem vergüteten Modernisierungsprojekten, Investitionen in dezentrale Erzeugungstechnologien (beispielsweise Kraftwärmekopplungsanlagen) sowie die Erbringung von Dienstleistungen für Dritte.

11.4.4 Strategieumsetzung

Bei der Umsetzung der beschriebenen Gesamtstrategie beabsichtigt die Uniper Gruppe in zwei aufeinanderfolgenden Phasen vorzugehen.

Phase 1 – „Portfoliooptimierung“

Während der bereits seit dem 1. Januar 2016 laufenden ersten Phase liegt der strategische Fokus der Uniper Gruppe auf der deutlichen Optimierung ihrer direkten und indirekten Kosten und auf einer Verbesserung der Effizienz beim Kapitaleinsatz. Es ist geplant, dass die durchschnittlichen Investitionen in den Jahren 2016 bis 2018 geringer ausfallen als in den letzten Geschäftsjahren. Gleichzeitig passt die Uniper Gruppe mit dem Ziel weiterer Kostensenkungen ihre Organisationsstrukturen und Prozesse laufend an die strategische Ausrichtung des Unternehmens an.

Zur weiteren Stärkung der Bilanz sind darüber hinaus Verkäufe von Unternehmensteilen im Umfang von mehr als € 2 Mrd. geplant. Insgesamt plant die Uniper Gruppe das Verhältnis von Wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zum Adjusted EBITDA komfortabel auf unter 2:1 und das Verhältnis von Netto-Finanzposition zum Adjusted EBITDA auf unter 1:1 zu senken.

Durch diese Maßnahmen soll u. a. erreicht werden, dass die Uniper Gruppe das derzeit bestehende langfristige Investmentgrade Rating BBB- mit stabilem Ausblick, das sie am 10. Mai 2016 von Standard & Poor's erhalten hat, dauerhaft stärkt. Hierdurch wird der wichtige Marktzugang zu den Rohstoffhandelsmärkten gewährleistet und eine stabile und starke Finanzkraft in volatilen Rohstoffmärkten erreicht.

Phase 2 – „Fokussiertes Wachstum“

Die zweite Phase der Strategieumsetzung soll in einem fließenden Übergang zur ersten Phase beginnen und im kommenden Jahrzehnt vollständig umgesetzt sein.

In dieser Phase liegt der Schwerpunkt unverändert auf der Steigerung der operativen sowie der Kapitaleffizienz als Grundvoraussetzung für künftiges Wachstum. Dabei werden Erlöschancen gesucht, die keinen oder nur geringen Marktpreisrisiken ausgesetzt sind. Im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Sicherung der kontrahierten Erlöse sollen neben dem Ausbau der Aktivitäten und existierenden Anlagen in Europa insbesondere das globale Handelsportfolio mit Kohle und LNG weiter ausgebaut, das Dienstleistungsgeschäft mit Dritten erweitert sowie ausgewählte Beteiligungen an globalen Kraftwerksprojekten (mit zusätzlichen Chancen aus der Brennstoffversorgung oder der Einbringung von Dienstleistungen für diese Kraftwerke) erworben werden.

11.5 SEGMENTE

11.5.1 Übersicht

Die Uniper Gruppe ist in drei operative Segmente gegliedert: Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung. Darüber hinaus werden unter Administration/Konsolidierung die segmentübergreifenden nicht operativen Funktionen gebündelt, die zentral für alle Segmente der Uniper Gruppe agieren.

Das nachfolgende Schaubild gibt einen schematischen Überblick über die Segmente der Uniper Gruppe und den Überleitungsposten Administration/Konsolidierung sowie die Aktivitäten innerhalb der einzelnen Segmente:

	Uniper Gruppe			
	Segmente			Administration / Konsolidierung
	Europäische Erzeugung	Globaler Handel	Internationale Stromerzeugung	
Aktivitäten	<ul style="list-style-type: none">WasserkraftKernkraft (Schweden)Fossile ErzeugungSonstiges	<ul style="list-style-type: none">Strom⁽¹⁾Gas⁽²⁾Gasfeld Yushno RusskojeKohle & Fracht/ LNG/ÖI	<ul style="list-style-type: none">RusslandBrasilien	

(1) Einschließlich des Stromvertriebs, des USA-Geschäfts und des CO₂-Zertifikatehandels.

(2) Einschließlich des Gasvertriebs, des Gasspeicherbetriebs und der Gasinfrastrukturbeteiligungen.

Segment Europäische Erzeugung

Das Segment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzten Erzeugungsanlagen der Uniper Gruppe in Europa (ohne Russland und Tschechien). Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Öl- sowie kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung konzernintern an das Segment Globaler Handel verkauft, welches die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind in der Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung die Vermarktung von Energiedienstleistungen an andere Marktteilnehmer (Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen (*Third Party Services*)) enthalten, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Vermarktungsdienstleistungen reichen. Als Teil der Aktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges werden durch die UTG und ihre Gruppenunternehmen die Wartung von Kraftwerken sowie sonstige Aufgaben sowohl für die Uniper Gruppe als auch für Dritte vorgenommen.

Segment Globaler Handel

Das Segment Globaler Handel bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion im Segment Europäische Erzeugung erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, ein Großteil des erzeugten Stroms vermarktet sowie das Kraftwerkportfolio über die Steuerung des Kraftwerkeinsatzes optimiert. In diesem Segment sind ebenso sämtliche Gashandelsaktivitäten, d. h. die Beschaffung von Gas über Bezugsverträge, der Handel an den Energiemärkten sowie der Vertrieb an Großhandelskunden gebündelt. Zusätzlich sind in diesem Segment Gasinfrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland gebündelt. Ferner ist die Uniper Gruppe über den Eigenbedarf hinaus weltweit im Handel mit Kohle und LNG sowie in dem Erwerb, dem Handel und der Vermarktung von Frachtkontingenten aktiv.

Segment Internationale Stromerzeugung

Das Segment Internationale Stromerzeugung bündelt das operative Stromerzeugungsgeschäft der Uniper Gruppe in Russland und Brasilien. Für das Geschäft in Russland nimmt die Unipro PJSC (ehemals firmierend unter E.ON Russia JSC), eine in Russland börsennotierte Gesellschaft, an der die Uniper Gruppe zu 83,7 % beteiligt ist (Stand 30. Juni 2016), jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängenden Aktivitäten wahr. Hierzu gehören u. a. die Beschaffung der in den Kraftwerken benötigten Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel mit und der Absatz der erzeugten Energie. Das Geschäft der Uniper Gruppe in Brasilien besteht derzeit aus einer von der Uniper Gruppe gehaltenen 12,3 %igen Finanzbeteiligung (Stand 30. Juni 2016) an dem Energieversorger ENEVA sowie einer direkt gehaltenen 50 %igen Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes S.A., die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt.

Administration/Konsolidierung

Unter Administration/Konsolidierung werden die segmentübergreifenden nicht operativen Funktionen gebündelt, die zentral für alle Segmente der Uniper Gruppe wahrgenommen werden. Zudem werden hier die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen vorgenommen.

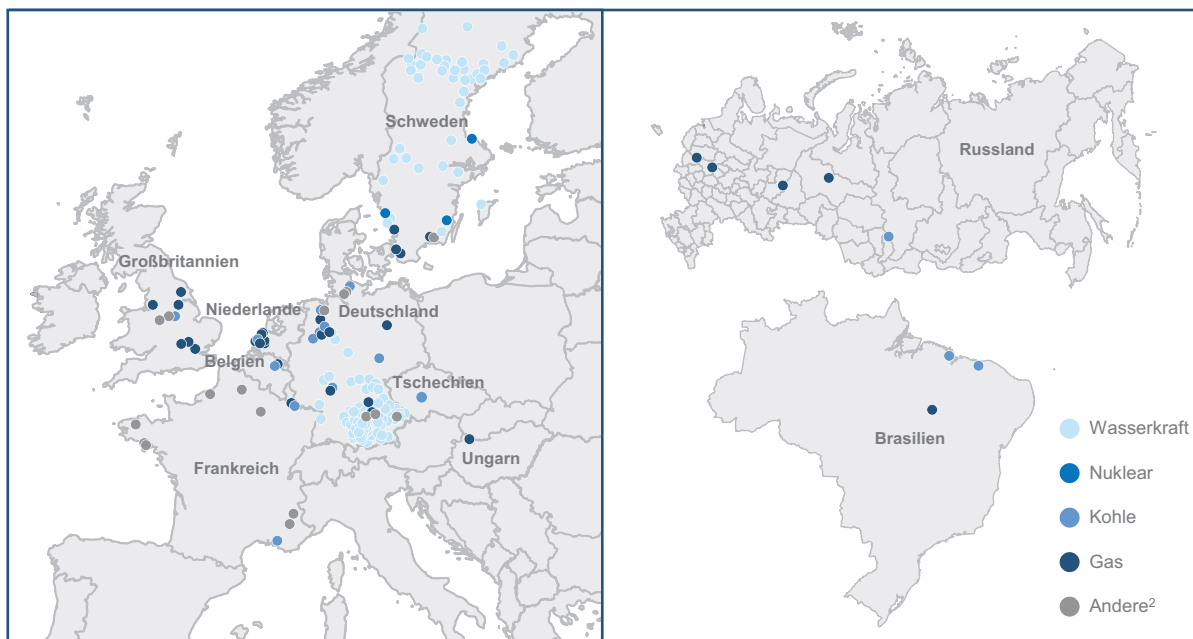
Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Umsatzerlöse der Uniper Gruppe und der einzelnen Segmente sowie die für die Uniper Gruppe wesentlichen Kennzahlen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015	2014	2013
	(in Mio. €)				
Umsatzerlöse					
Europäische Erzeugung	3.250	3.902	7.563	8.246	9.083
Innenumsatz	1.786	2.371	4.547	5.024	5.654
Außenumsatz	1.464	1.531	3.016	3.222	3.429
Globaler Handel	32.827	44.619	91.207	86.672	93.767
Innenumsatz	1.475	1.808	3.235	3.196	4.322
Außenumsatz	31.352	42.811	87.972	83.476	89.445
Internationale Stromerzeugung	510	556	1.134	1.529	1.879
Innenumsatz	—	—	—	—	—
Außenumsatz	510	556	1.134	1.529	1.879
Administration/Konsolidierung	-3.260	-4.166	-7.789	-8.222	-9.979
Innenumsatz	-3.261	-4.179	-7.782	-8.220	-9.976
Außenumsatz	1	13	-7	-2	-3
Summe Umsatzerlöse	33.327	44.911	92.115	88.225	94.750
Adjusted EBIT					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	120	195	506	539	504
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.095	334	262	173	328
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	-39	106	236	316	410
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-41	-90	-203	-202	-194
Summe Adjusted EBIT⁽¹⁾	1.135	545	801	826	1.048
Adjusted EBITDA					
Europäische Erzeugung ⁽¹⁾	406	515	1.125	1.331	1.254
Globaler Handel ⁽¹⁾	1.165	420	449	362	546
Internationale Stromerzeugung ⁽¹⁾	5	150	335	465	609
Administration/Konsolidierung ⁽¹⁾	-36	-85	-192	-192	-182
Summe Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.540	1.000	1.717	1.966	2.227
Investitionen	292	418	1.083	1.531	2.202

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“).

Die folgende Übersicht gibt einen Überblick über die in den einzelnen Ländern zu den jeweiligen Energieerzeugungsarten vorhandenen Erzeugungsböcke der Uniper Gruppe zum 31. Dezember 2015 (einschließlich Minderheitsbeteiligungen der Uniper Gruppe):

Schaubild 7 – Erzeugungsböcke der Uniper Gruppe⁽¹⁾



- (1) Die Illustration berücksichtigt alle im Geschäftsjahr 2015 in Betrieb befindlichen Kraftwerke mit einer Erzeugungskapazität von mehr als 5 MW.
 (2) Umfasst Solar, Wind und Biomasse.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Anzahl der in den einzelnen Ländern zu den jeweiligen Energieerzeugungsarten vorhandenen Erzeugungsböcke der Uniper Gruppe im Geschäftsjahr 2015 (einschließlich Minderheitsbeteiligungen der Uniper Gruppe). Erzeugungsanlagen wurden einbezogen, sofern das Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015 betrieben wurde oder sich im Bau befand:

	<u>Anzahl</u>	<u>Bemerkungen</u>
Wasserkraftwerke	202	Laufwasser- und Speicherkraftwerke werden nicht auf Ebene der einzelnen Böcke gezählt, sondern auf Kraftwerksebene
<i>davon in Deutschland</i>	124	
<i>davon in Schweden</i>	78	
Kernkraftwerke Schweden	9	
Gas- und Dampfkraftwerke	73	
<i>davon in Belgien</i>	3	Zwei Kraftwerksböcke zum 8. Januar 2016 verkauft.
<i>davon in Brasilien</i>	4	
<i>davon in Deutschland</i>	7	
<i>davon in Frankreich</i>	2	
<i>davon in Großbritannien</i>	13	
<i>davon in den Niederlanden</i>	11	
<i>davon in Russland</i>	23	
<i>davon in Schweden</i>	9	
<i>davon in Ungarn</i>	1	
Kohle- und Ölkraftwerke	44	
<i>davon in Belgien</i>	2	Beide Kraftwerksböcke zum 8. Januar 2016 verkauft.
<i>davon in Brasilien</i>	2	
<i>davon in Deutschland</i>	23	Davon zwei Kraftwerksböcke operational nicht in Betrieb.
<i>davon in Frankreich</i>	2	
<i>davon in Großbritannien</i>	6	
<i>davon in den Niederlanden</i>	3	
<i>davon in Russland</i>	3	
<i>davon in Schweden</i>	2	
<i>davon in Tschechien</i>	1	
Biomassekraftwerke	3	
<i>davon in Frankreich</i>	1	
<i>davon in Großbritannien</i>	1	Das Kraftwerk wurde im Geschäftsjahr 2015 stillgelegt.
<i>davon in Tschechien</i>	1	
Windenergie-Anlagen Frankreich	6	
Photovoltaik-Anlagen	3	
<i>davon in Frankreich</i>	2	
<i>davon in Tschechien</i>	1	

11.5.2 Segment Europäische Erzeugung

(i) Übersicht

Das Segment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme genutzten Erzeugungsanlagen der Uniper Gruppe in Europa (ohne Russland und Tschechien). Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Öl- sowie kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Photovoltaik- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind in der Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung die Vermarktung von Energiedienstleistungen an andere Marktteilnehmer (Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen (*Third Party Services*)) enthalten, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Vermarktungsdienstleistungen reichen. Als Teil der Aktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges werden durch die UTG und ihre Gruppenunternehmen die Wartung von Kraftwerken sowie sonstige Aufgaben sowohl für die Uniper Gruppe als auch für Dritte vorgenommen.

Innerhalb des Segments Europäische Erzeugung werden die Aktivitäten Wasserkraft, Kernkraft (Schweden), Fossile Erzeugung und Sonstiges unterschieden. Die Aktivität Fossile Erzeugung umfasst ihrerseits die Teilaktivitäten Gas und Dampf sowie Kohle.

Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung für Zwecke des kurz- und mittelfristigen Absatzes konzernintern an das Segment Globaler Handel verkauft, welches die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Das Segment Globaler Handel bezieht dabei von dem Segment Europäische Erzeugung entweder erzeugten Strom oder Kraftwerkskapazitäten, die es jeweils über ein Transferpreissystem zu marktüblichen Konditionen intern vergütet.

Das Segment Europäische Erzeugung verantwortet auch die sog. anlagenbasierten langfristigen Absatzverträge (*Asset Based Contracts*) der Uniper Gruppe. Über derartige Langfristverträge wird Leistung der Kraftwerke der Uniper Gruppe in Europa an Großkunden vertrieben. Die Kunden können im Rahmen der Verträge die Leistung spezifischer Kraftwerke in Form von Strom, Dampf und Fernwärme entsprechend dem individuellen Bedarf beziehen. Die Brennstoffbezugsverträge für diese Vertragskraftwerke, die zur Erfüllung der Vertriebsverträge dienen, verantwortet ebenfalls das Segment Europäische Erzeugung. Ergänzende energiewirtschaftliche Tätigkeiten sind das Vertragsmanagement der Netzverträge, die Abrechnung sowie die Rohergebnisplanung für die Vertragskraftwerke der Uniper Gruppe.

Das Ergebnis aus langfristigen Absatzverträgen, Kraftwerksreservemechanismen und regulatorischen Einnahmen (z. B. Kapazitätsprämien und EEG-Vergütung) machte im Geschäftsjahr 2015 einen Anteil von etwa 40 % an dem Adjusted EBITDA des Segments Europäische Erzeugung aus (sog. *non-wholesale EBITDA*).¹ Die verbleibenden 60 % des Adjusted EBITDA des Segments Europäische Erzeugung (sog. *wholesale EBITDA*) wurden durch den konzerninternen Verkauf von erzeugter Energie an das Segment Globaler Handel erzielt, das diese auf den Energiemärkten absetzt und zum Teil über eine eigene Vertriebseinheit, die Uniper Energy Sales GmbH, an Großkunden weiterverkauft.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Umsatzerlöse sowie weitere für das Segment Europäische Erzeugung wesentliche Kennzahlen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(geprüft)		
	(in Mio. €)				
Umsatzerlöse	3.250	3.902	7.563	8.246	9.083
<i>Innenumsatz</i>	1.786	2.371	4.547	5.024	5.654
<i>Außenumsatz</i>	1.464	1.531	3.016	3.222	3.429
Adjusted EBIT⁽¹⁾	120	195	506	539	504
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	406	515	1.125	1.331	1.254
Investitionen	177	275	774	877	1.018

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“).

Vom Adjusted EBITDA des Segments Europäische Erzeugung im Geschäftsjahr 2015 von insgesamt € 1.125 Mio. entfielen € 548 Mio. auf Deutschland und Ungarn sowie € 580 Mio. auf Tätigkeiten außerhalb von Deutschland und Ungarn. Darüber hinaus sind im Adjusted EBITDA des Segments Europäische Erzeugung Konsolidierungseffekte enthalten, die im Geschäftsjahr 2015 € -3 Mio. betragen. In Deutschland und Ungarn entfielen dabei im Geschäftsjahr 2015 auf Wasserkraft € 249 Mio. sowie auf Fossile Erzeugung € 298 Mio., bei den Tätigkeiten außerhalb von Deutschland und Ungarn entfielen im Geschäftsjahr 2015 auf Wasserkraft € 196 Mio., auf Fossile Erzeugung € 178 Mio., auf Kernkraft (Schweden) € 230 Mio. und auf Sonstiges € -24 Mio.

Im Geschäftsjahr 2015 erzielte im Segment Europäische Erzeugung die Aktivität Wasserkraft ein Adjusted EBIT von € 389 Mio. (Adjusted EBITDA: € 446 Mio.), die Aktivität Kernkraft (Schweden) ein Adjusted EBIT von € 137 Mio. (Adjusted EBITDA: € 230 Mio.), die Aktivität Fossile Erzeugung

1 Bei der Ermittlung des „non-wholesale EBITDA“ werden bestimmte Gemeinkosten (zentrale Steuerungs- und Unterstützungsfunktionen), die nicht unmittelbar mit konkreten Kraftwerken verbunden sind, abhängig von der jeweils zur Stromerzeugung verwendeten Technologie, anhand individueller Verteilungsschlüssel zugeordnet, die von der Uniper Gruppe entwickelt und im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2013 und dem Tag der Veröffentlichung dieses Prospekts durchgehend angewendet wurden.

ein Adjusted EBIT von € 11 Mio. (Adjusted EBITDA: € 476 Mio.) und die Aktivität Sonstiges ein Adjusted EBIT von € -29 Mio. (Adjusted EBITDA: € -24 Mio.).

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum erzielte im Segment Europäische Erzeugung die Aktivität Wasserkraft ein Adjusted EBIT von € 99 Mio. (Adjusted EBITDA: € 127 Mio.), die Aktivität Kernkraft (Schweden) ein Adjusted EBIT von € 8 Mio. (Adjusted EBITDA: € 38 Mio.), die Aktivität Fossile Erzeugung ein Adjusted EBIT von € 20 Mio. (Adjusted EBITDA: € 239 Mio.) und die Aktivität Sonstiges ein Adjusted EBIT von € -8 Mio. (Adjusted EBITDA: € 2 Mio.).

Die Kapazitäten des Erzeugungsportfolios des Segments Europäische Erzeugung beliefen sich im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auf insgesamt 28.192 MW (Geschäftsjahr 2015: 30.508 MW, Geschäftsjahr 2014: 33.883 MW, Geschäftsjahr 2013: 34.532 MW) (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken). Die Kapazitäten der vollkonsolidierten Kraftwerke des Segments Europäische Erzeugung unter Berücksichtigung langfristiger Bezugsverträge beliefen sich im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum auf insgesamt 28.707 MW (Geschäftsjahr 2015: 31.566 MW, Geschäftsjahr 2014: 34.994 MW, Geschäftsjahr 2013: 36.132 MW). Gemessen an der Erzeugungskapazität sind die bedeutendsten Länder für die Tätigkeit des Segments Europäische Erzeugung Deutschland, Schweden und Großbritannien. Darüber hinaus ist das Segment Europäische Erzeugung in Frankreich, den Niederlanden, Belgien sowie Ungarn tätig.

Die der Uniper Gruppe zuzurechnende jährliche Stromerzeugung der Kraftwerke des Segments Europäische Erzeugung betrug im Geschäftsjahr 2015 83,3 TWh (Geschäftsjahr 2014: 85,1 TWh, Geschäftsjahr 2013: 105,1 TWh) (ohne Berücksichtigung langfristiger Bezugsverträge für Wasserkraft). Davon entfielen etwa 32 % der Stromerzeugung auf die CO₂-freie Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke und Kernkraftwerke in Schweden.

Die folgende Tabelle zeigt für die jeweils zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre die Erzeugungskapazitäten für das Kraftwerkportfolio des Segments Europäische Erzeugung (für vollkonsolidierte Kraftwerke). Erzeugungskapazitäten werden aufgeführt, sobald ein Kraftwerk in dem jeweiligen Jahr betrieben wurde.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2015	2014 (ungeprüft) (in MW)	2013
Erzeugungskapazität			
Wasserkraftwerke ⁽¹⁾	4.179	4.171	4.348
Kernkraftwerke Schweden	2.511	2.511	2.511
Kohlekraftwerke	9.905	12.649	13.490
Gas- und Dampfkraftwerke	11.708	11.706	11.826
Sonstige	3.263	3.957	3.957
Summe	31.566	34.994	36.132

(1) Einschließlich langfristiger Bezugsverträge.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die der Uniper Gruppe zuzurechnende Stromerzeugung durch die Kraftwerke des Segments Europäische Erzeugung aufgeschlüsselt nach Erzeugungstyp für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 (für vollkonsolidierte Kraftwerke). Langfristige Bezugsverträge sind nicht berücksichtigt.

	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2015	2014 (ungeprüft) (in TWh)	2013
Zuzurechnende Stromerzeugung			
Wasserkraftwerke	14,5	12,2	12,6
Kernkraftwerke Schweden	12,2	12,3	11,7
Kohlekraftwerke	38,8	44,1	59,3
Gas- und Dampfkraftwerke	15,3	14,4	19,5
Sonstige	2,5	2,1	2,0
Summe	83,3	85,1	105,1

Das Segment Europäische Erzeugung verfügt insgesamt nach Einschätzung des Vorstands der Gesellschaft mit Blick auf den Mix der einzelnen Energieträger – gemessen am Bedarf der Lastarten

(Grund-, Mittel- und Spitzenlast) und der Altersstruktur der Kraftwerke – über ein für ihre Geschäftstätigkeit ausgewogenes Erzeugungsportfolio.

Das Segment Globaler Handel übernimmt für die Kraftwerke des Segments Europäische Erzeugung die Brennstoffbeschaffung und -logistik, einschließlich des CO₂-Zertifikate-Managements, die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes sowie größtenteils auch die Vermarktung und den Absatz der erzeugten Energie (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel“).

(ii) Aktivität Europäische Erzeugung — Wasserkraft

In der Aktivität Europäische Erzeugung — Wasserkraft sind die 202 Wasserkraftwerke der Uniper Gruppe in Deutschland und Schweden zusammengefasst (Stand 31. Dezember 2015), die im Geschäftsjahr 2015 rund 14,5 TWh Strom (2014: 12,2 TWh, 2013: 12,6 TWh) (ohne Berücksichtigung langfristiger Bezugsverträge) erzeugten, davon entfielen im Geschäftsjahr 2015 etwa 5,8 TWh auf Deutschland und 8,7 TWh auf Schweden. Die Kraftwerkskapazität der Aktivität Europäische Erzeugung — Wasserkraft betrug im Geschäftsjahr 2015 4.179 MW (für vollkonsolidierte Kraftwerke, einschließlich langfristiger Bezugsverträge), davon entfielen etwa 62,5 % auf Deutschland und 37,5 % auf Schweden.

Die variablen Kosten für die produzierte TWh sind bei dem Betrieb von Wasserkraftwerken geringer als bei anderen Formen der Energieerzeugung, da hierbei keine Brennstoffe eingesetzt werden. Zur Erzeugung der Energie werden passend zu den jeweiligen topographischen Gegebenheiten entweder Laufwasserkraftwerke, Speicherkraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt.

Laufwasserkraftwerke an Flüssen oder Kanälen machen den größten Teil an den betriebenen Wasserkraftwerken aus. Diese nutzen den bestehenden Höhenunterschied (sog. Fallhöhe) zwischen dem höher liegenden Oberwasser und dem darunter liegenden Unterwasser und treiben durch das an einem Wehr aufgestaute Wasser Turbinen zur Stromerzeugung an. Laufwasserkraftwerke tragen grundsätzlich zur Grundlastenerzeugung bei.

Speicherkraftwerke nutzen den Höhenunterschied zwischen einem hoch gelegenen Wasserspeicher mit natürlichem Zulauf und dem darunter liegenden Wasserkraftwerk. Das Wasser fließt über Rohrleitungen oder Stollen und treibt die Turbinen des im Tal gelegenen Kraftwerks zur Stromerzeugung an. Ein Wasserspeicher ermöglicht eine hohe zeitliche Flexibilität der Stromerzeugung. So kann zeitweise erheblich mehr Wasser durch die Turbinen geleitet werden als in den Wasserspeicher nachfließt, um kurzfristig eine sehr hohe elektrische Leistung erzeugen zu können. Dabei schwankt die Wasserversorgung für die Kraftwerke saisonal bedingt. Der Einsatz dieser Speicherkraftwerke erfolgt überwiegend in Spitzenlastzeiten, in denen der Strombedarf kurzfristig stark ansteigt und sichert insofern eine verfügbare Regelleistung zur Stabilisierung der Stromversorgung.

Pumpspeicherkraftwerke fördern Wasser in ein höher gelegenes, meist künstlich angelegtes Speicherbecken ohne natürlichen Wasserzulauf. In Zeiten großen Strombedarfs treibt das Wasser die Turbinen des im Tal gelegenen Kraftwerks zur Stromerzeugung an, bei geringer Energienachfrage wird die nicht genutzte Stromkapazität zum Hochpumpen des Wassers verwendet. Auch Pumpspeicherkraftwerke werden überwiegend zum Ausgleich von kurzfristigen Spitzen im Energiebedarf eingesetzt und dienen ebenfalls der Stabilisierung der Stromversorgung durch die Bereitstellung von Regelleistung.

Die funktionale Führung für die Aktivität Europäische Erzeugung — Wasserkraft wird von der Uniper Kraftwerke GmbH wahrgenommen. Die Aktivität ist nach Regionen in die Teilaktivitäten Deutschland und Schweden untergliedert. Die insgesamt 124 durch Wasser betriebenen und der Uniper Gruppe gehörenden Kraftwerke in Deutschland werden vom Standort Landshut, Deutschland, aus gesteuert. Die 78 Wasserkraftwerke in Schweden werden vom Standort Sundsvall, Schweden, aus gesteuert.

Im Juni 2016 erzielten die schwedische Regierung und die größten Oppositionsparteien eine Einigung über eine Rahmenvereinbarung zu energiepolitischen Zielen. Vereinbart wurde in diesem Zusammenhang, dass die jährliche Grundsteuer auf Wasserkraftanlagen in Schweden von derzeit 2,8 % auf 0,5 % gesenkt werden soll. Berechnungsgrundlage für die Steuer ist ein ermittelter Marktwert der Anlagen. Es ist beabsichtigt, die Steuersenkung in mehreren Schritten über einen Zeitraum von vier Jahren beginnend 2017 vorzunehmen. Zum Zeitpunkt des Prospekts wurden noch keine gesetzgeberischen Maßnahmen unternommen, um dieses Vorhaben umzusetzen. Die Senkung der Grundsteuer wird nach Einschätzung der Uniper Gruppe einen positiven Effekt auf die Ergebnisse der Aktivität Europäische Erzeugung — Wasserkraft haben.

(iii) Aktivität Europäische Erzeugung — Kernkraft (Schweden)

Die Uniper Gruppe betreibt Kernkraftwerke ausschließlich in Schweden. In der Aktivität Europäische Erzeugung — Kernkraft (Schweden) sind die insgesamt neun von der Uniper Gruppe in Schweden betriebenen Reaktorblöcke bzw. die Reaktorblöcke, an denen die Uniper Gruppe beteiligt ist, zusammengefasst, die im Geschäftsjahr 2015 rund 12,2 TWh Strom (2014: 12,3 TWh, 2013: 11,7 TWh) erzeugten.

Die Gesamtkapazität der von der Uniper Gruppe in Schweden betriebenen Reaktorblöcke betrug im Geschäftsjahr 2015 2.852 MW (entsprechend der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den Kraftwerken).

Die Uniper Gruppe betreibt zwei Siedewasserreaktoren am Standort Oskarshamn, an denen sie eine Mehrheitsbeteiligung hält und die sich in Alter und Erzeugungskapazität unterscheiden. Zudem besitzt die Uniper Gruppe Minderheitsbeteiligungen an weiteren sieben Reaktorblöcken (sowohl Druckwasser- als auch Siedewasserreaktoren) von Kernkraftwerken an den Standorten Ringhals und Forsmark in Schweden, die von anderen Energieerzeugern betrieben werden (Stand 31. Dezember 2015). Während Siedewasserreaktoren für das als Moderator und Kühlmittel fungierende Wasser über nur einen Dampf-Wasser-Kreislauf verfügen, haben Druckwasserreaktoren einen Primär- und Sekundärkreislauf. Anders als beim Siedewasserreaktor wird der Betriebsdruck des Wassers so hoch gewählt, dass es bei der vorgesehenen Betriebstemperatur nicht siedet. Weiterhin befinden sich zwei stillgelegte, noch nicht zurückgebaute Kernkraftwerksblöcke am Standort Barsebäck, Schweden, im Eigentum der Uniper Gruppe.

Nicht zuletzt aufgrund der in den letzten Jahren gefallenem Großhandelspreise für Strom plant die Uniper Gruppe derzeit keine weiteren Kernkraftwerke in Schweden in Betrieb zu nehmen oder Beteiligungen an solchen aufzubauen. Nachdem im Jahr 2005 bereits das Kernkraftwerk in Barsebäck stillgelegt worden ist, wurde Ende 2015 und Anfang 2016 die Stilllegung von zwei der drei noch betriebenen Reaktorblöcke in Oskarshamn beschlossen. Während einer dieser beiden Reaktorblöcke bereits stillgelegt wurde und sich in der Nachbetriebsphase befindet, soll der zweite Reaktorblock ab Juni 2017 in die Nachbetriebsphase gehen. Es ist derzeit geplant, den dritten Reaktorblock bis voraussichtlich 2045 weiter zu betreiben. Außerdem soll bis zum Jahr 2020 der Betrieb von zwei weiteren Reaktorblöcken in der Anlage Ringhals in Schweden, an denen die Uniper Gruppe eine Minderheitsbeteiligung besitzt, eingestellt werden. Gegenwärtig wird auch in Schweden ein Ausstieg aus der Kernkraft diskutiert. Allerdings erzielten die schwedische Regierung und die größten Oppositionsparteien im Juni 2016 eine Einigung über eine Rahmenvereinbarung zu energiepolitischen Zielen. Unter anderem dürfen danach bis zu zehn Reaktorblöcke zum Ende ihrer Lebensdauer durch neue Reaktorblöcke ersetzt werden. Gleichzeitig wird die Steuer auf die thermische Leistung von Kernreaktoren ab 2017 schrittweise bis 2019 abgeschafft. Der Wegfall dieser Steuer wird voraussichtlich einen positiven Effekt auf die Ergebnisse der Beteiligungen an den Kernkraftwerken haben. Die politische Rahmenvereinbarung muss jedoch noch durch gesetzgeberische Maßnahmen umgesetzt werden. Vattenfall AB hat als Mehrheitseigner der Betreibergesellschaften der Kernkraftwerksblöcke in Forsmark und Ringhals angekündigt, infolge der Aufhebung der Steuer die drei Kernkraftwerksblöcke in Forsmark zu modernisieren, um einen Weiterbetrieb auch nach 2020 zu ermöglichen. Für die Kernkraftwerksblöcke Ringhals 3 und 4 wird eine Entscheidung über eine Modernisierung im Jahr 2017 erwartet.

Die Aktivität Europäische Erzeugung — Kernkraft (Schweden) übernimmt neben dem Betrieb der Kraftwerke auch die notwendige Planung und Organisation der Entsorgung der abgebrannten Brennelemente und der radioaktiven Reststoffe sowie der Rückbauabfälle. Diese werden einem zentralen Zwischenlager zugeführt. Eine Endlagerung von radioaktiven Stoffen darf in Schweden nur in dafür genehmigten Endlagern erfolgen; bislang wurde eine Genehmigung für ein Lager zur dauerhaften Endlagerung hochradioaktiver Stoffe noch nicht erteilt. Als Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber ist die Uniper Gruppe verpflichtet, einen Beitrag pro erzeugter kWh zu zahlen, der zur Zeit ca. 0,04 SEK/kWh beträgt und in einem Turnus von drei Jahren neu berechnet und nachfolgend von der schwedischen Regierung der Höhe nach festgelegt wird. Die eingenommenen Beträge werden von einer Regierungsbehörde verwaltet und dem staatlich regulierten Fond für nukleare Abfälle zugeführt. Dennoch verbleiben die Verpflichtungen hinsichtlich des Rückbaus und der Entsorgung bei der Uniper Gruppe und werden daher auch entsprechend konsolidiert. Sie muss als Betreiber einer Kernkraftanlage für die Übernahme der künftigen Kosten im Zusammenhang mit der Entsorgung abgebrannter Nuklearabfälle garantieren (siehe „13. *Energierechtliche Rahmenbedingungen*“ und „2. *Risikofaktoren*“).

(iv) Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung

In der Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung bündelt die Uniper Gruppe sämtliche auf fossilen Brennstoffen basierende Energieerzeugungsarten. Die Aktivität gliedert sich in die Teilaktivitäten Gas und Dampf, Kohle sowie Öl und Biomasse.

(a) Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf

In der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf ist die Erzeugung von Energie durch Gas- und Dampf-Kombikraftwerke sowie reine Gasturbinenkraftwerke zusammengefasst.

Die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf erzeugt in sieben europäischen Ländern Energie und ist für 46 Gas- und Dampfkraftwerke verantwortlich (Stand 31. Dezember 2015).

Die Kraftwerkskapazität der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf betrug im Geschäftsjahr 2015 11.135 MW (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken), davon entfielen im Geschäftsjahr 2015 29 % auf Deutschland, 42 % auf Großbritannien, 9 % auf Schweden, 7 % auf Frankreich, 9 % auf die Niederlande, 4 % auf Ungarn und 1 % auf Belgien. Die Kraftwerke der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf erzeugten der Uniper Gruppe zurechenbar im Geschäftsjahr 2015 rund 15,3 TWh Strom (2014: 14,4 TWh, 2013: 19,5 TWh), davon entfielen im Geschäftsjahr 2015 11 % auf Deutschland, 53 % auf Großbritannien, 5 % auf Schweden, 13 % auf Frankreich, 10 % auf die Niederlande, 7 % auf Ungarn und 1 % auf Belgien.

Die funktionale Führung für die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf wird von der Uniper Kraftwerke GmbH wahrgenommen.

Bei reinen Gasturbinenkraftwerken wird Strom durch die Verbrennung von Erdgas erzeugt. Bei kombinierten Gas- und Dampfkraftwerken werden verfahrenstechnisch die Prinzipien eines Gasturbinenkraftwerks und eines Dampfkraftwerks kombiniert: Die heißen Abgase der Gasturbine werden in einem Abhitze-Dampfkessel zur Erzeugung von Wasserdampf verwendet. Anschließend wird der Dampf über einen herkömmlichen Dampfturbinenprozess genutzt und auf diese Weise Strom oder Fernwärme erzeugt. Kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke erreichen einen höheren Wirkungsgrad als Gasturbinen- oder konventionell befeuerte Dampfkraftwerke.

Das zur Energieerzeugung notwendige Erdgas bezieht die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf im Wesentlichen von dem Segment Globaler Handel (Aktivität Globaler Handel — Gas). Das Segment Globaler Handel erwirbt die notwendigen Gasmengen überwiegend auf der Basis von Langfristverträgen von Gasproduzenten an den Rohstoffmärkten, d. h. an Erdgashandelsmärkten (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(iii) Aktivität Globaler Handel — Gas — 11.5.3 (iii)(a) Beschaffung und Portfoliooptimierung“). In Einzelfällen wird die Beschaffung auch auf der Grundlage lokaler Beschaffungsverträge durch die Kraftwerke selbst durchgeführt.

Unter anderem aufgrund der in den letzten Jahren gefallenen Großhandelspreise für Strom, der Überkapazitäten, die zu einer geringeren Auslastung der Kraftwerke führen, dem Ausbau von Erneuerbaren Energien sowie der anhaltend niedrigen Preise für CO₂-Zertifikate, plant die Uniper Gruppe derzeit nicht, weitere kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke zu errichten. Bereits jetzt haben die zu erzielende Marge zwischen Gas- und Strompreis und das derzeitige Marktumfeld in Deutschland zur Folge, dass einzelne kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke stillstehen. Sofern sich abzeichnen sollte, dass von den Gesetzgebern etwa in Deutschland oder in anderen Ländern Kapazitätsmärkte geschaffen werden, ist es möglich, dass sich die Uniper Gruppe dazu entschließt, weitere kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke zu errichten und in Betrieb zu nehmen.

Bei Kapazitätsmärkten wird bereits die vom jeweiligen Anbieter bereitgestellte und zugesicherte Leistung vergütet. Dies beinhaltet, dass auch die möglicherweise nicht genutzten Erzeugungskapazitäten Erlöse erzielen. Die entsprechenden Kapazitäten werden zum Teil mehrere Jahre im Voraus angeboten bzw. in Auktionen versteigert. Neben ihren Aktivitäten in Russland (siehe „11.5 Segmente — 11.5.4 Segment Internationale Stromerzeugung — 11.5.4(ii) Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland“) hat die Uniper Gruppe bereits in Großbritannien, wo die Leistungsbereitstellung ab 2018 erfolgen soll, an Kapazitätsauktionen teilgenommen. In

Großbritannien wurden nahezu sämtliche Erzeugungskapazitäten der Uniper Gruppe für eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausgewählt. Die Ermittlung der geeigneten Angebotspreise und die Angebotserstellung erfolgt in Zusammenarbeit zwischen den Segmenten Globaler Handel und Europäische Erzeugung. Die Kapazitätsmarktzahlungen werden jeweils im Segment Europäische Erzeugung gezeigt. Darüber hinaus bereitet sich die Uniper Gruppe auf die Teilnahme an einer weiteren Kapazitätsmarktauktion in Großbritannien für 2017 vor.

Neben der Erzeugung von Strom umfasst die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf auch Vermarktungsaktivitäten sowie das Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen (*Third Party Services* („TPS“)). Unter TPS wird der Vertrieb von gebündelten Energiedienstleistungen aus einer Hand entlang der gesamten Wertschöpfungskette und des Lebenszyklus von konventionellen Erzeugungsanlagen verstanden. Dabei werden den Marktteilnehmern, die außerhalb der Uniper Gruppe tätig sind, Servicetätigkeiten angeboten, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Vermarktungs- und Beschaffungsdienstleistungen reichen. Die Kompetenzen der Uniper Gruppe als Eigentümer und Betreiber eines diversifizierten Erzeugungs- und Handelsportfolios sowie bewährte Methoden (*Best-Practice-Erfahrungen*) aus der Anlagenverwaltung (*Asset Management*) über sämtliche Technologien der eigenen konventionellen Erzeugungsflotte hinweg können so auf das Drittkundengeschäft übertragen werden und den Wert der jeweiligen Anlagen für den Kunden optimieren.

(b) *Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle*

In der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle ist die Erzeugung von Energie durch Dampfkraftwerke, die Stein- oder in geringem Maße Braunkohle als Brennstoff verwenden, zusammengefasst. Darüber hinaus beinhaltet diese Teilaktivität das deutsche Fernwärmegeschäft und weiteres Wärmegeschäft.

Unter den Kraftwerken der Teilaktivität Kohle befinden sich 22 Kohlekraftwerke an 13 Standorten (Stand 31. Dezember 2015). Die Kraftwerkskapazität der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle betrug im Geschäftsjahr 2015 9.565 MW (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken), davon entfielen im Geschäftsjahr 2015 40 % auf Deutschland, 21 % auf Großbritannien, 12 % auf Frankreich, 22 % auf die Niederlande und 5 % auf Belgien. Die der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle zuzurechnenden Einheiten erzeugten im Geschäftsjahr 2015 der Uniper Gruppe zurechenbar rund 38,8 TWh Strom (2014: 44,1 TWh, 2013: 59,3 TWh), davon entfielen im Geschäftsjahr 2015 46 % auf Deutschland, 13 % auf Großbritannien, 10 % auf Frankreich, 26 % auf die Niederlande und 5 % auf Belgien.

Die funktionale Führung für die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle wird von der Uniper Kraftwerke GmbH wahrgenommen.

Kohlekraftwerke erzeugen Strom, indem Kohle verbrannt und die dadurch frei werdende Wärme zur Umwandlung von Wasser in Wasserdampf verwendet wird, um mit diesem eine Dampfturbine zu betreiben.

Der überwiegende Teil der Kohleverstromung entfällt auf Steinkohlekraftwerke. In lediglich einem Kraftwerk in Deutschland wird auch Braunkohle verstromt. Die Uniper Gruppe strebt an, durch Effizienzsteigerung und die Weiterentwicklung der bestehenden Technologie zur Stromerzeugung aus Steinkohle die CO₂-Emissionen aus der Kohleverstromung kontinuierlich zu verringern. Die Kohlekraftwerke der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle hatten im Geschäftsjahr 2015 eine Gesamtkapazität von 9.565 MW (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken).

Die zur Energieerzeugung notwendige Steinkohle bezieht die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle konzernintern von dem Segment Globaler Handel (Aktivitäten Gas und Kohle & Fracht/LNG/Öl), welches diese überwiegend an den Rohstoffmärkten bezieht (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(v) Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl“), und hierfür eine entsprechende Vergütung erhält. Die für den Betrieb des von der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Kohle betriebenen Braunkohlekraftwerks erforderliche Braunkohle wird von dem Kraftwerk selbst aus einem angeschlossenen Tagebau, der nicht zur Uniper Gruppe gehört, bezogen.

Unter anderem aufgrund der in den letzten Jahren gefallenem Großhandelspreise für Strom und der Überkapazitäten, die zu einer geringeren Auslastung der Kraftwerke geführt haben, plant die

Uniper Gruppe derzeit nicht, weitere Kohlekraftwerke zu errichten. Zudem kann es zu einer Stilllegung bestehender Kohlekraftwerke kommen, wenn rechtliche, strategische oder kommerzielle Gründe dafür sprechen. In Großbritannien wurden die Erzeugungskapazitäten der Uniper Gruppe für eine Teilnahme am Kapazitätsmarkt ausgewählt. Darüber hinaus bereitet sich die Uniper Gruppe auf die Teilnahme an einer weiteren Kapazitätsmarktauktion in Großbritannien für 2017 vor.

Ein Steinkohlekraftwerk (Datteln 4), zu dessen Bau sich die Uniper Gruppe bereits vor längerer Zeit entschieden hatte, wird derzeit noch errichtet und bei rechtzeitiger Erteilung von notwendigen Bau- und Betriebsgenehmigungen voraussichtlich in der ersten Hälfte des Jahres 2018 in Betrieb genommen (siehe „11.12 Rechtsstreitigkeiten — 11.12.1 Öffentlich rechtliche Verfahren“). Aufgrund der bereits eingegangenen langfristigen Stromlieferverträge mit Kunden verfolgt die Uniper Gruppe trotz der Änderung der Marktgegebenheiten den Weiterbau dieses Kraftwerks.

(c) Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Öl und Biomasse

Die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Öl und Biomasse betreibt mit Öl bzw. Biomasse befeuerte Kraftwerke. Ein Biomassekraftwerk in Frankreich befindet sich derzeit im Bau und ein Kraftwerk in Großbritannien wird zurückgebaut. Bei beiden Kraftwerksarten werden Öl- bzw. Biomasse als Brennstoff eingesetzt, um – vergleichbar mit Kohlekraftwerken – Dampf zu erzeugen und diesen zur Stromerzeugung durch Turbinen zu nutzen. Zwei der 17 Ölkraftwerksblöcke der Teilaktivität befinden sich in Schweden, zwei weitere in Großbritannien und die anderen 13 Blöcke in Deutschland. Die Erzeugungskapazität der Öl- und Biomassekraftwerke betrug im Geschäftsjahr 2015 zusammen rund 3.169 MW (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken). Aufgrund einer Anordnung der BNetzA werden drei Ölkraftwerksblöcke in Deutschland als Reserve zur Sicherung der Stromnetzstabilität vorgehalten. Eine Stilllegung der betreffenden Kraftwerke durch die Uniper Gruppe ist für die Zeit der Anordnung daher nicht möglich. Für den Weiterbetrieb wird der Uniper Gruppe eine Vergütung gezahlt sowie ein Teil der Betriebskosten erstattet. Das zur Energieerzeugung notwendige Öl bezieht die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Öl und Biomasse konzernintern von dem Segment Globaler Handel (Aktivitäten Gas und Kohle & Fracht/LNG/Öl), welches dieses überwiegend an den Rohstoffmärkten bezieht (siehe Abschnitt „11.5. Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel“). Die Brennstoffbeschaffung im Zusammenhang mit der Stromerzeugung aus Biomasse wird aus historischen Gründen von der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Öl und Biomasse wahrgenommen.

(v) Aktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges

Die Aktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges bündelt in der Uniper Gruppe verbliebene Wind- und Sonnenenergieanlagen und verschiedene Servicegesellschaften. Hierzu gehören insbesondere die UTG und ihre Gruppenunternehmen, welche die Wartung der Kraftwerke der Uniper Gruppe sowie sonstige Aufgaben wahrnehmen und zusätzlich im Drittgeschäft tätig sind. Des Weiteren ist der Vertrieb von Strom, Gas und Serviceleistungen für Kunden in Frankreich und den Benelux-Ländern dieser Teilaktivität zugeordnet. Die Aktivität gliedert sich somit in die drei Teilaktivitäten Erzeugung Wind- und Sonnenenergie, (Dritt-) Dienstleistungen sowie Vertrieb Benelux und Frankreich.

(a) Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges — Wind- und Sonnenenergie

Die Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges enthält auch Wind- und Sonnenenergieanlagen. Es handelt sich hierbei um sechs Windenergie- und drei Photovoltaikanlagen (Stand 31. Dezember 2015), die eine Gesamterzeugungskapazität von 94 MW (jeweils unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Anlagen) haben.

(b) Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges — (Dritt-) Dienstleistungen

In der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges — (Dritt-) Dienstleistungen sind verschiedene Servicegesellschaften zusammengefasst. Hierzu gehören insbesondere die UTG und ihre Gruppenunternehmen.

Die UTG und ihre Gruppenunternehmen nehmen die Ingenieurstätigkeiten (*Engineering*) innerhalb der Uniper Gruppe wahr und übernehmen eine Vielzahl von technischen Dienstleistungen für alle zur Uniper Gruppe gehörenden Anlagen, bieten diese Dienstleistungen aber auch anderen Marktteilnehmern an. Die UTG hat ihren Sitz in Gelsenkirchen, Deutschland, und leitet von dort aus ihre weltweiten Geschäfte. Von der UTG und ihren Gruppenunternehmen werden Dienstleistungen für mehr als 600

Kunden in über 40 Ländern erbracht. Die UTG und ihre Gruppenunternehmen haben verschiedene Standorte insbesondere in Großbritannien, Russland, den Niederlanden, Schweden und Italien.

Die Serviceleistungen der UTG und ihrer Gruppenunternehmen umfassen eine Vielzahl technischer Dienstleistungen, u. a. in den Bereichen Projektsteuerung, Wartung und Instandhaltung, Umweltmanagement, Risikomanagement, technische Beratung, Qualitätssicherung, Arbeitsschutz, Sicherheit und Umweltschutz, Strategie, Weiterbildung und Entwicklung, sowie Software und Datentechnik. Ferner bieten die UTG und ihre Gruppenunternehmen die Umrüstung und Stilllegung von Energieerzeugungsanlagen und die Entwicklung, Instandhaltung und Optimierung von Strom- und Gas-Infrastrukturanlagen an. Diese Leistungen erbringt sie sowohl für Großprojekte, als auch im Rahmen von kleineren Kraftwerks- oder Infrastrukturarbeiten. Neben den genannten Aktivitäten sind die UTG und ihre Gruppenunternehmen zudem für die Steuerung der Innovationsmaßnahmen der Uniper Gruppe zuständig.

(c) *Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges — Vertrieb Benelux und Frankreich*

In der Teilaktivität Europäische Erzeugung — Sonstiges — Vertrieb Benelux und Frankreich ist der Vertrieb von Strom, Gas und Serviceleistungen für Kunden in Frankreich und den Benelux-Ländern zugeordnet.

11.5.3 Segment Globaler Handel

(i) **Übersicht**

Das Segment Globaler Handel bildet ein weiteres wesentliches Tätigkeitsfeld der Uniper Gruppe. Das Segment bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden.

Das Segment Globaler Handel ist im Wesentlichen für die Vermarktung und den Absatz der von den Einheiten des Segments Europäische Erzeugung erzeugten bzw. der von Dritten beschafften Energie in Europa verantwortlich. Dies umfasst den Handel und Vertrieb von Strom und Gas über die Energiemärkte und über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden. Ferner konzentriert sich das Segment auf die Beschaffung der für die Stromproduktion durch die Kraftwerke des Segments Europäische Erzeugung erforderlichen Brennstoffe, die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und des Energieportfolios. Zudem umfasst das Segment den Betrieb der Gasspeicher und der gaswirtschaftlichen Infrastruktur (Beteiligungen an Pipelines) sowie sämtliche Aktivitäten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland.

Das Segment Globaler Handel gliedert sich in die vier Aktivitäten Strom, Gas, Gasfeld Yushno Russkoje sowie Kohle & Fracht/LNG/Öl. In den Aktivitäten Globaler Handel — Strom bzw. Globaler Handel — Gas hat die Uniper Gruppe jeweils sämtliche Handelsaktivitäten im Zusammenhang mit Strom und Gas gebündelt. Zu den in diesen Aktivitäten wahrgenommenen Tätigkeiten gehören die Beschaffung von Energie (in der Aktivität Globaler Handel — Strom von dem Segment Europäische Erzeugung und am Markt, in der Aktivität Globaler Handel — Gas von den Produzenten und an Handelsplätzen), die Asset- und Portfoliooptimierung, der Handel und der Absatz von Strom bzw. Gas und damit verbundenen Leistungen. Der Aktivität Globaler Handel — Gas sind zudem der Betrieb der Gasspeicher über den Speicherbetreiber Uniper Energy Storage GmbH und die von der Uniper Gruppe gehaltenen Beteiligungen an Pipelines zugeordnet.

Alle Aktivitäten im Zusammenhang mit der knapp 25 %igen Beteiligung der Uniper Gruppe an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland sind in der Aktivität Globaler Handel — Gasfeld Yushno Russkoje gebündelt.

In der Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl sind die Handelsaktivitäten der Uniper Gruppe in Bezug auf Kohle und Frachtkontingente, LNG sowie Öl zusammengefasst.

Das Segment Globaler Handel ist an etwa 25 Börsen sowie außerbörslich im OTC-Handel weltweit tätig.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Umsatzerlöse sowie weitere für das Segment Globaler Handel wesentliche Kennzahlen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(geprüft)		
	(in Mio. €)				
Umsatzerlöse	32.827	44.619	91.207	86.672	93.767
<i>Innenumsatz</i>	1.475	1.808	3.235	3.196	4.322
<i>Außenumsatz</i>	31.352	42.811	87.972	83.476	89.445
Adjusted EBIT⁽¹⁾	1.095	334	262	173	328
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	1.165	420	449	362	546
Investitionen	66	58	112	105	147

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“).

Im Geschäftsjahr 2015 erzielte das Segment Globaler Handel ein Adjusted EBIT von € 262 Mio. und ein Adjusted EBITDA von € 449 Mio.

Einen bedeutenden Anteil am Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA des Gesamtsegments Globaler Handel machte im Geschäftsjahr 2015 die Aktivität Globaler Handel — Gas aus. Auch die Aktivität Globaler Handel — Gasfeld Yushno Russkoje trug mit einem deutlich positiven Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA zum Ergebnis des Segments Globaler Handel bei, wohingegen der Beitrag der Aktivität Kohle & Fracht/LNG/Öl vergleichsweise gering ausfiel. Diese positiven Beiträge wurden durch das negative Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA, welches die Aktivität Globaler Handel — Strom im Geschäftsjahr 2015 verzeichnete, teilweise kompensiert.

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum machte die Aktivität Globaler Handel — Gas nahezu den gesamten Anteil am Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA des Gesamtsegments Globaler Handel aus. Die Aktivität Globaler Handel — Gasfeld Yushno Russkoje trug mit einem vergleichsweise sehr kleinen positiven Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA zum Ergebnis des Segments Globaler Handel bei. Der Beitrag der Aktivität Globaler Handel — Strom fiel demgegenüber noch geringer aus. Diesen positiven Beiträgen stand das ebenfalls sehr geringe negative Adjusted EBIT bzw. Adjusted EBITDA der Aktivität Kohle & Fracht/LNG/Öl in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum entgegen.

(ii) **Aktivität Globaler Handel — Strom**

In der Aktivität Globaler Handel — Strom hat die Uniper Gruppe sowohl die Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und des Stromportfolios als auch den Stromhandel (physisch und über finanzielle Produkte, einschließlich CO₂-Zertifikate) und den Stromabsatz über die zur Uniper Gruppe gehörende Vertriebsgesellschaft Uniper Energy Sales GmbH gebündelt. Daneben umfasst die Aktivität Globaler Handel — Strom das gesamte Handelsgeschäft in den USA und die Beteiligung der Uniper Gruppe in Höhe von 5,7 % zum 31. Dezember 2015 an der EEX, einer der führenden Energiebörsen in Europa.

(a) *Beschaffung sowie Asset- und Portfoliooptimierung*

Die Aktivität Globaler Handel — Strom ist verantwortlich für die Asset- und Portfoliooptimierung der von dem Segment Europäische Erzeugung betriebenen Kraftwerke und die Sicherstellung eines möglichst effizienten Einsatzes der Anlagen. Die Aktivität Globaler Handel — Strom übernimmt dabei im Wesentlichen die Kraftwerkseinsatzplanung und -steuerung (sog. *Dispatch*) für alle europäischen Kraftwerke der Uniper Gruppe. Nicht umfasst ist zum einen die Planung des Einsatzes von Kraftwerken zur Stromerzeugung bei langfristigen Absatzverträgen (*Asset Based Contracts*) (siehe „11.5 Segmente — 11.5.2 Segment Europäische Erzeugung — 11.5.2(i) Übersicht“) sowie zum anderen die Einsatzplanung von Kraftwerken in Russland und Brasilien; die Steuerung erfolgt durch die jeweilige Aktivität im Segment Internationale Stromerzeugung. Die Aktivität Globaler Handel — Strom entscheidet entsprechend der jeweils bestehenden Marktgegebenheiten, u. a. unter Berücksichtigung der Strompreise und der Kraftwerksverfügbarkeiten, wann, in welchem Umfang und für welches Marktsegment (Spot- oder Regelenergiemarkt bzw. *Intra-day*-Markt) in den vorhandenen Kraftwerken Strom erzeugt wird.

Die vorhandenen Erzeugungskapazitäten der Uniper Gruppe werden über ein marktbasierendes Transferpreis-System von dem Segment Europäische Erzeugung konzernintern an das Segment Globaler Handel verkauft. Erträge (und Cashflows) aus der Bereitstellung der Kapazitäten werden im Segment Europäische Erzeugung ausgewiesen (siehe „11.5 Segmente — 11.5.2 Segment Europäische Erzeugung“, insbesondere dort die Erläuterungen zum Kapazitätsmarkt), während die Erträge (und die Cashflows) aus der Optimierung des Kraftwerksparks in der Aktivität Globaler Handel—Strom des Segments Globaler Handel ausgewiesen werden.

Grundsätzlich wird der wesentliche Teil des von der Uniper Gruppe erzeugten Stroms bereits vor der Erzeugung zu Absicherungszwecken im Rahmen von Termingeschäften verkauft (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(ii) Aktivität Globaler Handel — Strom — 11.5.3(ii)(b) Stromhandel“) und gleichzeitig die für die Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO₂-Zertifikate per Termingeschäft zur Sicherung der Position erworben. Der zeitliche Vorlauf im Rahmen der Optimierungs-Strategie der Uniper Gruppe betrug dabei in der Vergangenheit bis zu drei Jahre unter besonderer Berücksichtigung der jeweiligen Marktliquidität. In Abhängigkeit der Marktbedingungen kann der zeitliche Vorlauf erheblich kürzer ausfallen als drei Jahre. Auf diese Weise ist die Uniper Gruppe in der Lage, einerseits wesentliche Teile des Absatzes der von ihr erzeugten Volumen zu einer bestimmten Marge zu sichern und andererseits trotzdem durch regelmäßige Optimierung der Kauf- und Verkaufspositionen grundsätzlich mögliche Vorteile aus Marktpreisschwankungen zu erzielen.

Für das Jahr 2016 wurden durch verschiedene Sicherungsgeschäfte bereits mehr als 80 % der deutschen Laufwasservolumen in einem Preiskorridor¹ von € 35 bis € 39 je MWh für Deutschland sowie von € 31 bis € 35 je MWh für in Schweden erzeugte Mengen aus Wasser- und Kernkraft (*Outright Volumes*) abgesichert. Für das Jahr 2017 konnten ebenfalls bereits mehr als 80 % der deutschen Laufwassererzeugung in einem Preiskorridor von € 31 bis € 35 je MWh sowie mehr als 90 % in einem Preiskorridor von € 25 bis € 29 je MWh für die schwedischen *Outright Volumes* abgesichert werden. Für das Jahr 2018 konnten bereits mehr als 80 % der deutschen Laufwasserkapazität in einem Preiskorridor von € 25 bis € 29 je MWh sowie mehr als 60 % der schwedischen *Outright Volumes* in einem Preiskorridor von € 22 bis € 26 je MWh (Stand 30. Juni 2016) abgesichert werden. Ausgehend von einer produzierten Strommenge zwischen 25 und 27 TWh in Wasser- und Kernkraft im Jahr 2015, hätte jede Steigerung des Strompreises im Geschäftsjahr 2015 um € 1/MWh bei konstanten Kosten eine Steigerung des Adjusted EBITDA um rd. € 25 Mio. bedeutet.

(b) *Stromhandel*

Die Aktivität Globaler Handel — Strom eröffnet des Weiteren für die Uniper Gruppe den Marktzugang zu den europäischen Energiehandelsmärkten und ist für den gesamten Handel der Uniper Gruppe mit physischen und finanziellen Produkten für Strom sowie mit CO₂-Zertifikaten an den Energiemärkten zuständig. In dieser Rolle wird der erzeugte Strom der Kraftwerke an den Energiehandelsmärkten vermarktet. Dies geschieht unter Berücksichtigung der entsprechenden Optimierungs-Strategie in der Regel bis zu drei Jahre im Voraus, schließt aber auch offene Handelspositionen nicht aus. Zudem wird ein Teil des Stroms über die Uniper Energy Sales GmbH vermarktet. Die Erfüllung kann physisch durch Lieferung des Stroms oder finanziell in Verbindung mit strukturierten Finanzprodukten erfolgen.

Aufgrund bestehender vertraglicher Vereinbarungen zwischen der UGC und dem E.ON-Konzern kauft die Aktivität Globaler Handel — Strom u. a. auch von den zum E.ON-Konzern gehörenden deutschen Kernkraftwerken erzeugten Strom, um ihn anschließend zu vermarkten (siehe „12. Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Unternehmen und Personen — 12.1 Beziehung zum E.ON-Konzern — 12.1.7 Einkauf und Verkauf von Strom und Gas — 12.1.7(ii) Vermarktung des aus deutscher Kernenergie erzeugten Stroms“).

Die erforderlichen CO₂-Zertifikate für das gesamte Segment Europäische Erzeugung werden an den entsprechenden Märkten bezogen. Darüber hinaus bezieht die Aktivität Globaler Handel — Strom die in Schweden erforderlichen sog. Grünstromzertifikate und stellt somit den Marktzugang für die entsprechenden Gesellschaften sicher.

Die Aktivität Globaler Handel — Strom schließt insbesondere Geschäfte für unterschiedliche Zeiträume an Energiebörsenplätzen und im OTC Handel ab.

Sie setzt hierbei, vorwiegend zur Portfoliooptimierung, eine Reihe von unterschiedlichen Finanzinstrumenten und Handelsverträgen ein, um die Preisänderungsrisiken auf dem Strommarkt zu

¹ Die angegebenen Preiskorridore bilden das jeweilige Minimum und Maximum ab, lassen jedoch keinen Schluss auf den gewichteten Mittelwert zu.

begrenzen. Dazu greift die Aktivität Globaler Handel — Strom insbesondere auf Strom-Spotmarktverträge, physische Terminkontrakte, Optionen, Futures und sonstige geeignete Produkte zurück. Über Strom-Spotmarktverträge werden kurzfristig Strommengen zur Deckung des Bedarfs für den nächsten Tag gehandelt. Der langfristige Strombedarf wird u. a. über physische Terminkontrakte sichergestellt, bei denen sich eine Vertragspartei zur Lieferung von bestimmten Strommengen zu einem vertraglich bestimmten Zeitpunkt verpflichtet. Dabei werden mitunter Lieferzeitpunkte bestimmt, die i.d.R. bis zu drei Jahre in der Zukunft liegen (im Handel sind vereinzelt auch längere Laufzeiten möglich). Über Optionen wird dem Optionserwerber das Recht, aber nicht die Pflicht, eingeräumt bzw. auferlegt, zu einem bestimmten Zeitpunkt eine bestimmte Strommenge von einem Stillhalter gegen Zahlung eines Entgelts zu erwerben. Über die von der Aktivität Globaler Handel — Strom abgeschlossenen Futures, vereinbaren die Parteien statt der Lieferung von Strom die Zahlung eines Barausgleiches, der sich aus der Differenz des vereinbarten Strompreises und des zum vereinbarten Fälligkeitszeitpunkt des Futures aktuellen Strompreises ergibt. Die Aktivität Globaler Handel — Strom schließt zur Portfoliooptimierung im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit eine Vielzahl der zuvor genannten Verträge weltweit ab und tritt dabei, in wechselnden Konstellationen, sowohl als Verkäuferin als auch als Käuferin der für den Vertrag charakteristischen Leistung auf. Dies führt dazu, dass eine bestimmte physische Menge Strom Gegenstand einer Vielzahl von Handelsverträgen und Finanzinstrumenten ist.

Die Ermittlung der geeigneten Angebotspreise und die Angebotserstellung für die Kapazitätsmarktauktionen erfolgt in Zusammenarbeit zwischen den Segmenten Globaler Handel und Europäische Erzeugung. Die Kapazitätsmarktzahlungen werden jeweils im Segment Europäische Erzeugung verbucht (siehe „11.5 Segmente — 11.5.2 Segment Europäische Erzeugung — 11.5.2(iv) Aktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — 11.5.2(iv)(a) Teilaktivität Europäische Erzeugung — Fossile Erzeugung — Gas und Dampf“, insbesondere dort die Erläuterungen zum Kapazitätsmarkt).

In kleinerem Umfang betreibt die Aktivität Globaler Handel — Strom auch Eigenhandel für Strom und CO₂-Zertifikate. Zur Absicherung der aus den Tätigkeiten der Aktivität Globaler Handel — Strom resultierenden Risiken bestehen neben der Optimierungs-Strategie insbesondere volumenmäßige Begrenzungen für auszuführende Geschäfte und Absicherungen durch die Analyse möglicher Kontrahentenausfallrisiken (siehe „11.14 Risikomanagement“).

(c) *Stromvertrieb*

Neben dem durch den Stromhandel auf den Energiemärkten abgesetzten Strom der Uniper Gruppe wird ein Teil des erzeugten bzw. gekauften Stroms über eine eigene Vertriebsseinheit, die Uniper Energy Sales GmbH, an Großkunden, wie z. B. Stadtwerke und Industriekunden in Deutschland und Europa, verkauft. Sie nimmt neben dem Vertrieb auch das (Vertriebs)-Marketing der Uniper Gruppe wahr. Zusätzlich bietet die Uniper Energy Sales GmbH den Kunden Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Service und Stromwirtschaft an. Die von der Uniper Energy Sales GmbH im Geschäftsjahr 2015 abgesetzte Strommenge belief sich auf 51,6 TWh (2014: 61,6 TWh, 2013: 79,6 TWh). Die Vertriebsstrategie der Uniper Energy Sales GmbH ist darauf ausgerichtet, den Kunden mit Expertenwissen bei der Optimierung ihres Energiegeschäftes bzw. dem Energieeinkauf zur Seite zu stehen und verschiedene Lieferkonzepte und -produkte zu entwickeln. Die Vertriebsstruktur und Kundenansprache wurde in den letzten Jahren kontinuierlich durch den Auf- und Ausbau verschiedener Online-Services und eines Marktinformationspakets gemeinsam mit der Uniper Market Solutions GmbH verbessert.

(d) *USA-Geschäft*

In der Aktivität Globaler Handel — Strom sind ebenfalls die Geschäftstätigkeiten der Uniper Gruppe in den USA gebündelt. Diese werden von der Uniper Global Commodities North America LLC wahrgenommen, welche hauptsächlich in Texas und dem Nordosten der USA tätig ist. Zu den von ihr wahrgenommenen Geschäftstätigkeiten gehören der physische und finanzielle Strom- und Gashandel. Dies schließt die Buchung von Gasspeicher-Kapazitäten und den Eigenhandel zur Margenerzielung ein. Während der physische Handel mittels Lieferung des Stroms bzw. Gases erfolgt, findet der finanzielle Strom- und Gashandel über strukturierte Finanzprodukte und den Barausgleich des jeweiligen positiven oder negativen Marktwertes der zu erfüllenden Produkte statt.

(iii) **Aktivität Globaler Handel — Gas**

In der Aktivität Globaler Handel — Gas bündelt die Uniper Gruppe im Wesentlichen sämtliche Handels-, Transport- und Speicheraktivitäten im Zusammenhang mit leitungsgebundenem Gas. Diese

umfassen insbesondere die Beschaffung von Gas (auch außerhalb der benötigten Mengen für die Stromproduktion), die Optimierung des Gasportfolios, die Großhandels- und Handelsaktivitäten, den Gasspeicherbetrieb, die Beteiligungen an Gas-Pipelines sowie den Gasabsatz an Großkunden. Demgegenüber wird die Tätigkeit im Zusammenhang mit LNG durch die Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl wahrgenommen (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(v) Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl“). Ebenfalls nicht enthalten ist das Gasgeschäft in den USA (siehe „11.5 Segmente — 11.5.3 Segment Globaler Handel — 11.5.3(ii) Aktivität Globaler Handel — Strom — 11.5.3(ii)(d) USA-Geschäft“). In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 erzielte die Aktivität Globaler Handel — Gas ein weitgehend konstantes Adjusted EBITDA, wobei jeweils rund 70 % des jährlichen EBIT und EBITDA auf Beschaffungs-, Speicherungs-, Handels- und Optimierungsaktivitäten und etwa 30 % auf den Transport des Gases entfielen.

(a) *Beschaffung und Portfoliooptimierung*

Die Beschaffung von Gas erfolgt zu einem wesentlichen Teil auf der Grundlage von verschiedenen mit Gasproduzenten geschlossenen Langfristverträgen, von denen einige bedeutende Langfristverträge im Jahr 2035 auslaufen werden. Das von der Uniper Gruppe benötigte Gas wird im Wesentlichen von Lieferanten aus Deutschland, den Niederlanden, Norwegen sowie Russland und zukünftig auch aus Aserbaidschan bezogen. Die wesentlichen Vertragspartner sind Gazprom und GasTerra. In der Regel stehen den Vertragspartnern unter den Langfristverträgen in regelmäßigen Abständen und unter vertraglich definierten Voraussetzungen Ansprüche auf Preisanpassungen zu. Im Geschäftsjahr 2015 wurden über die Langfristverträge 401 TWh Gas beschafft (2014: 433 TWh, 2013: 430 TWh).

Die Uniper Gruppe hat im Jahr 2013 einen langfristigen Gasliefervertrag über die Lieferung von ca. 16 TWh pro Jahr aus dem Gasfeld Shah Deniz im aserbaidschanischen Teil des Kaspischen Meeres mit der Azerbaijan Gas Supply Company Ltd. abgeschlossen. Auf Grundlage dieses Vertrags soll ab 2020 für einen Zeitraum von 25 Jahren Gas von Aserbaidschan nach Europa geliefert werden.

Die von der Aktivität Globaler Handel — Gas in Bezug auf das Gasgeschäft vorgenommene Portfoliooptimierung dient dazu, die Langfristverträge sowie die Beschaffung an den Spotmärkten und damit den Bezug von Gas einerseits sowie den Absatz andererseits möglichst effizient zu gestalten. Die Optimierung erfolgt insbesondere durch die Ausnutzung vereinbarter Entscheidungsspielräume in den geschlossenen Verträgen. Dies betrifft insbesondere die Gestaltungsmöglichkeiten, wann, wo und in welchem Umfang die vereinbarten Mengen geliefert werden können bzw. müssen. Darüber hinaus nutzt die Aktivität Globaler Handel — Gas zur Erfüllung ihrer Lieferverpflichtungen Gasspeicherkapazitäten, die sie – entsprechend den gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung des Netzes – bei der Uniper Energy Storage GmbH und am Markt beschafft. Ein wesentlicher Werttreiber ist hier der Preisunterschied zwischen Gaspreisen im Sommer und Winter sowie die Flexibilität der Speicher.

(b) *Gashandel*

Die Aktivität Globaler Handel — Gas ist des Weiteren bereichsübergreifend für den gesamten Handel der Uniper Gruppe mit physischen und finanziellen Produkten für Gas sowie Wetterderivaten zuständig.

Die für den Handel mit Gas und den Betrieb der Kraftwerke notwendigen Mengen an Gas werden von der Aktivität Globaler Handel — Gas teilweise über die Energiemärkte und Börsen beschafft. Die für die Kraftwerke der Uniper Gruppe beschafften Mengen an Gas sind dabei bedeutend geringer als die für den weiteren Gashandel beschafften Mengen.

In kleinerem Umfang betreibt die Aktivität Globaler Handel — Gas auch Eigenhandel für Gas.

Aufgrund bestehender vertraglicher Vereinbarungen zwischen der UGC und der E.ON SE kauft und verkauft die Aktivität Globaler Handel — Gas u. a. auch Gas für und an den E.ON-Konzern zu marktüblichen Konditionen. Diese Praxis soll, soweit rechtlich zulässig, bis zum Erreichen der Funktionsfähigkeit des eigenen Marktzugangs des E.ON-Konzerns beibehalten werden.

Zur Absicherung der bei den Tätigkeiten der Aktivität Globaler Handel — Gas auftretenden Risiken, insbesondere des Preisschwankungsrisikos, bestehen neben der Optimierungs-Strategie insbesondere volumenmäßige Begrenzungen für auszuführende Geschäfte. Ferner analysiert die Uniper Gruppe Kontrahentenausfall- und Wetterrisiken, denen die Strom- und Gasverkäufe der Uniper Gruppe unterworfen sind, und nimmt Hedging-Geschäfte im Markt vor (siehe „11.14 Risikomanagement“).

(c) *Gasspeicherbetrieb*

Der Aktivität Globaler Handel — Gas ist zudem der Betrieb der Gasspeicher durch die Uniper Energy Storage GmbH zugeordnet. Zu ihren Aktivitäten gehören die technische und kommerzielle Entwicklung, der Bau und der Betrieb von Untertagespeichern für Erdgas, die Vermarktung von Kapazitäten, Dienstleistungen und Produkten auf dem europäischen Speichermarkt sowie die Entwicklung neuer Speichertechnologien. Die Uniper Energy Storage GmbH vermarktet Erdgasspeicher in Deutschland und Österreich sowie über eine Tochtergesellschaft in Großbritannien. Die Speicher haben eine Speicherkapazität von rund 6,9 Mrd. m³ (Arbeitsgasvolumen) in Deutschland, von rund 1,7 Mrd. m³ in Österreich und von rund 0,2 Mrd. m³ in Großbritannien (Stand 31. Dezember 2015).

Die von der Uniper Energy Storage GmbH betriebenen Gasspeicherkapazitäten werden im Wesentlichen gruppenintern durch die Gasportfoliooptimierung – aber auch von externen Vertragspartnern – gebucht. Die Uniper Energy Storage GmbH ist entsprechend den gesetzlichen Vorgaben zur Entflechtung des Netzes von Erzeugung, Handel und Vertrieb von den Handelsaktivitäten der Uniper Gruppe unabhängig.

Weiterhin umfasst die Aktivität Globaler Handel — Gas die Tätigkeiten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit Anlagen, bei denen zur Zwischenspeicherung von Strom dieser zunächst in Gas umgewandelt wird. Sie stellen jedoch derzeit noch keinen Schwerpunkt der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe dar.

(d) *Gasinfrastrukturbeteiligungen*

Des Weiteren sind in der Aktivität Globaler Handel — Gas die bestehenden Beteiligungen der Uniper Gruppe an gaswirtschaftlicher Infrastruktur gebündelt. Hierbei handelt es sich im Wesentlichen um Beteiligungen an Gas-Pipelines. Für die Uniper Gruppe wesentlich sind die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung („**OPAL**“) von Lubmin (Deutschland) nach Brandov (Tschechien) mit einer jährlichen Durchleitungskapazität von 7,3 Mrd. m³, die aus dem 20 %igen Bruchteileigentum an der OPAL bestehen sowie der 20 %ige Anteil an der BBL von Balgzand (Niederlande) nach Bacton (Großbritannien) mit einer jährlichen Durchleitungskapazität von 3,2 Mrd. m³ und der 3 %ige Anteil (Stand 31. Dezember 2015) an der Transitgas in der Schweiz. Bis 2015 bestand auch eine Beteiligung an der Nord Stream 1; diese wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2016 an den E.ON-Konzern verkauft. Die Beteiligung an Nord Stream 1 generierte im Geschäftsjahr 2015 ein at equity Ergebnis in Höhe von € 56 Mio. Die genannten Pipelines sind zum größten Teil von der Regulierung des Netzzugangs für Dritte und der Netznutzungsentgelte ausgenommen und umfassen Anteile an knapp 1.000 km Erdgas-Pipelines (ohne Berücksichtigung von Nord Stream 1). Aus ihnen kommen der Uniper Gruppe aufgrund bestehender langfristiger Transportbuchungen stabile Erträge und Kapitalzuflüsse zu. Die Aktivität Globaler Handel — Gas übernimmt alle wesentlichen zu treffenden Entscheidungen im Zusammenhang mit den Beteiligungen an den Pipelines.

Die Uniper Gruppe, Shell, OMV, BASF/Wintershall und Engie haben am 4. September 2015 mit Gazprom Beitrittsverträge für die Projektgesellschaft Nord Stream 2 AG unterzeichnet, die den Bau der Nord Stream 2 Pipeline von Russland nach Deutschland zum Vorhaben hat. Der Anteil der Uniper Gruppe an der Nord Stream 2 AG sollte bei 10 % liegen, der Anteil Gazproms an der Nord Stream 2 AG bei 50 % und Shell, OMV, BASF/Wintershall sowie Engie sollten zu jeweils 10 % beteiligt sein. Im Juli 2016 erhob die polnische Wettbewerbsbehörde UOKiK im Wege einer vorläufigen Bewertung Einwände gegen die fusionskontrollrechtliche Zulässigkeit der Gründung dieses Konsortiums. Die Uniper Gruppe und die anderen Mitglieder des Konsortiums sind diesen Einwänden mit einer gemeinsamen Erwidernung Mitte August 2016 entgegengetreten. Unmittelbar im Anschluss haben die Uniper Gruppe und die übrigen Konsortialpartner den Antrag bei der polnischen Wettbewerbsbehörde zurückgenommen und die maßgeblichen Verträge zur Beteiligung an dem Konsortium aufgehoben. Die Uniper Gruppe und alle anderen potentiellen Konsortialpartner vertreten weiterhin die Ansicht, dass das Projekt für das europäische Energiesystem von entscheidender Bedeutung ist. Die Uniper Gruppe prüft daher ebenso wie die anderen Konsortialpartner alternative Ansätze, um zur Umsetzung beizutragen.

Darüber hinaus hält die Uniper Gruppe 48,2 % an der OLT Offshore LNG Toscana S.p.A., die ein Regasifizierungs-Terminal für LNG auf See betreibt. Dieses liegt vor der toskanischen Küste bei Livorno, Italien, und unterliegt der italienischen Regulierung. Die Kokereigasnetz Ruhr GmbH, welche zu 100 % zur Uniper Gruppe gehört, ist ebenfalls der Aktivität Globaler Handel — Gas zugeordnet.

(e) *Gasvertrieb*

Die Aktivität Globaler Handel — Gas ist zudem für den Vertrieb bezogener Gasmengen der Uniper Gruppe verantwortlich. Insoweit wird von der Uniper Gruppe gekauftes Gas insbesondere über eine eigene Vertriebsseinheit, die Uniper Energy Sales GmbH, durch langfristige Verträge an Großkunden wie z. B. Stadtwerke, regionale Gasversorger, Industriekunden und Kraftwerke im In- und Ausland, verkauft. Sie nimmt neben dem Vertrieb auch das (Vertriebs-) Marketing der Uniper Gruppe wahr. Zusätzlich bietet die Uniper Energy Sales GmbH den Kunden Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Service und Gaswirtschaft an. Die von der Uniper Energy Sales GmbH im Geschäftsjahr 2015 über die Aktivität Globaler Handel — Gas abgesetzte Gasmenge belief sich auf 294,3 TWh (2014: 316,5 TWh, 2013: 443,4 TWh).

(iv) **Aktivität Globaler Handel — Gasfeld Yushno Russkoje**

In der Aktivität Globaler Handel — Gasfeld Yushno Russkoje sind sämtliche Aktivitäten der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje in Russland gebündelt. Aufgrund von außerplanmäßigen Überproduktionen und Zuviellieferungen in den Geschäftsjahren von 2009 bis 2015 wird es im Geschäftsjahr 2016 zu einer Reduzierung der zugeteilten Gasvolumen kommen (sog. *make-up Jahr*).

Die Uniper Gruppe hält knapp 25 % der Anteile an der SNGP (Stand 30. Juni 2016). Die SNGP hält die Lizenz für die Exploration und Förderung des Gases im Gasfeld Yushno Russkoje. Die Uniper Gruppe hat über ihre Beteiligung im Rahmen von Abstimmungen der Anteilseigner und verschiedenen Komitees Mitgestaltungsrechte hinsichtlich der wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Entscheidungen in Bezug auf das Gasfeld Yushno Russkoje, z. B. hinsichtlich des Wirtschaftsplans, der Investitionen und des Produktionsvolumens. Weitere Anteilseigner sind neben der Uniper Gruppe die PAO Gazprom mit einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung von knapp über 50 % (wirtschaftlich 40 %) sowie die Wintershall Holding GmbH mit einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung in Höhe von knapp 25 % (wirtschaftlich 35 %). Der knapp 25 %ige Uniper-Anteil an der Gasproduktion wird an den sog. Trader, die Joint Stock Company (JSC) AO Gazprom YRGM Development („**Trader**“), der als Zwischenhändler dient, verkauft. Bei diesem Trader handelt es sich um eine vollkonsolidierte Gesellschaft der Uniper Gruppe.

Die Beteiligung wurde mit der vertraglichen Annahme erworben, dass das Gasfeld über 2P-Reserven in Höhe von 610 Mrd. m³ verfügt. Die Uniper Gruppe hat mit Gazprom, welche mehrheitlich am Gasfeld beteiligt ist, eine Vereinbarung getroffen, die Ausgleichszahlungen zwischen der Uniper Gruppe und Gazprom bei Abweichungen zwischen angenommenem und tatsächlichem Volumen der Gasreserven in Yushno Russkoje vorsieht. Der tatsächliche Umfang der Gasvorräte in Yushno Russkoje soll im Jahr 2023 festgestellt werden. Je nachdem, ob dabei höhere oder geringere 2P-Reserven als die im Vertrag unterstellten 610 Mrd. m³ festgestellt werden, könnte entweder die Uniper Gruppe zu Ausgleichszahlungen an Gazprom verpflichtet sein (würde aber zukünftig von höheren oder länger andauernden Lieferungen profitieren) oder Gazprom könnte zu Ausgleichszahlungen an die Uniper Gruppe verpflichtet sein.

Die Lizenz für den Betrieb des Gasfeldes Yushno Russkoje endet im Jahr 2043 mit der Möglichkeit einer Verlängerung. Der derzeitige Feldentwicklungsplan für das Gasfeld Yushno Russkoje sieht eine konstante Maximalproduktion (sog. Plateauproduktion) von 25 Mrd. m³ für das gesamte Gasfeld bis ca. 2022 vor. Danach wird sich die jährliche Produktionsmenge durch natürliche Abnahme stetig verringern. Gemäß dem Feldentwicklungsplan werden derzeit Explorations- und Machbarkeitsstudien durchgeführt, um die Gasproduktion nach Beendigung der Plateauproduktion u. a. aus angrenzenden gasführenden Schichten zu erhöhen.

Sowohl die SNGP als auch der Trader sind Gesellschaften russischen Rechts und schütten ihre Dividende jährlich in Russischen Rubel aus. Wichtige Faktoren für die Höhe dieser Dividende sind die Produktionsmenge und die Produktionskosten sowie die Gaspreise in Russland und Deutschland. Für die Höhe des Ergebnisbeitrags bei der Uniper Gruppe ist zudem der jeweilige Wechselkurs zwischen Euro und Russischem Rubel von Bedeutung.

(v) **Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl**

In der Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl sind die Handelsaktivitäten der Uniper Gruppe in Bezug auf Kohle und Frachtkontingente, LNG und Öl zusammengefasst. Es gliedert sich in die Teilaktivitäten Kohle & Fracht, LNG und Öl.

(a) *Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht*

Die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht umfasst das von der Uniper Gruppe betriebene globale Kohle- und Seefracht-Logistikgeschäft. Indem es die gesamte Lieferkette von der Beschaffung an der Mine bis zur Lieferung der Kohle zum Kraftwerk abbildet, kann die Uniper Gruppe auf globaler Ebene Kohle beschaffen, lagern, mischen, transportieren und handeln. Für Transportzwecke erwirbt die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht die notwendigen Frachtkapazitäten zum Transport der Kohle zum Abnehmer bzw. vermarktet diese Kapazitäten auch an andere Marktteilnehmer (z.T. auch durch langfristige Buchung von Frachtkapazitäten). Basierend auf diesem breiten Portfolio von Lieferanten, verschiedenen Kohlequalitäten, Transportmöglichkeiten und Abnehmern mit verschiedenen Anforderungen werden Arbitrage-Möglichkeiten für die Uniper Gruppe generiert und wahrgenommen. Die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht ist ebenfalls im Handel mit Finanzprodukten aktiv.

Die für den Bedarf an Kohle in den Kohlekraftwerken des Segments Europäische Erzeugung beschafften Kohlemengen machen derzeit etwa die Hälfte der gehandelten Mengen aus und werden zu Marktpreisen an das Segment Europäische Erzeugung weitergegeben. Im Jahr 2015 lieferte die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht 26,8 Mio. Tonnen Kohle an Drittparteien und Gesellschaften des E.ON-Konzerns (2014: 29,0 Mio. Tonnen, 2013: 28,8 Mio. Tonnen)¹.

Der Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Kohle & Fracht ist zudem die Minderheitsbeteiligung in Höhe von 28 % (Stand 31. Dezember 2015) an der in London ansässigen Javelin Global Commodities Holdings LLP („**Javelin**“) zugeordnet, die als primärer Vermarkter für Kohle des US-Steinkohleproduzenten Murray Energy agiert und auf diversen Rohstoffmärkten im Handel sowie im Bereich Logistik tätig ist. Durch für Javelin erbrachte Dienstleistungen in den genannten Bereichen generiert das Segment Globaler Handel Erträge für die Uniper Gruppe. Darüber hinaus ist das Segment Globaler Handel zu 49 % (Stand 31. Dezember 2015) an Exporting Commodities Int., LLC, einem Kohleexporteur und -importeureur in den USA, sowie seit dem 6. Juli 2016 zu 51 % an Greanex LLC, einem Dienstleister für Kohleprodukte in den USA, beteiligt.

In kleinerem Umfang betreibt auch diese Teilaktivität Eigenhandel.

(b) *Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — LNG*

Die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — LNG umfasst die globale Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit dem Import und dem Handel von LNG sowie der für den Transport in Pipelines erforderlichen Umwandlung von flüssigem Gas in Erdgas (Regasifizierung). Für die Regasifizierung von LNG hat die Aktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — LNG langfristig Regasifizierungskapazitäten mit festen Zahlungsverpflichtungen in den Niederlanden und in Großbritannien gebucht. In diesen Terminals wird LNG angeliefert, regasifiziert und zum Weitertransport in das Erdgastransportsystem eingespeist oder alternativ als LNG zwischengespeichert und wiederverladen. Mit Qatargas und RasGas bestehen zwei mittelfristige Verträge zur Lieferung von LNG nach Rotterdam in den Niederlanden und zur Isle of Grain in Großbritannien. Sie dienen in erster Linie der Verbesserung der Auslastung der Kapazitäten. Diese Regasifizierungskapazitäten belaufen sich für Rotterdam in den Niederlanden auf 3,0 Mrd. m³ pro Jahr und für die Isle of Grain in Großbritannien auf 1,7 Mrd. m³ pro Jahr. Zudem verfügt die Uniper Gruppe auf der Grundlage eines langfristigen Bezugsvertrags für LNG mit Bezugspunkt in Spanien über weitere Buchungen von Regasifizierungskapazitäten in Spanien.

Die Uniper Gruppe hat einen Beschaffungsvertrag mit 20-jähriger Laufzeit über ca. 800.000 Tonnen LNG pro Jahr abgeschlossen. Der Bezug dieser LNG Mengen wird über ein Terminal in der Nähe von Freeport, Texas, USA, erfolgen, welches sich aktuell im Bau befindet. Zwecks Abnahme der genannten LNG Mengen hat die Uniper Gruppe gleichzeitig einen Vertrag mit einer Laufzeit von 20 Jahren für Transportkapazitäten in der Größenordnung eines LNG-Tankers abgeschlossen.

Darüber hinaus ist die Uniper Gruppe an der Entwicklung der Verflüssigungsanlage Goldboro LNG im kanadischen Nova Scotia beteiligt (1 %) und hat mit dem Betreiber Goldboro LNG Limited Partnership einen Abnahmevertrag in Höhe von ca. 4,8 Mio. Tonnen LNG pro Jahr über einen Zeitraum von 20 Jahren zu Preisen, die auf westeuropäischen Gasmarktpreisen basieren, abgeschlossen.

¹ Zahlen jeweils ohne UK Inlandskohle. Zahlen einschließlich UK Inlandskohle: 2015: 27,9 Mio. Tonnen, 2014: 30,2 Mio. Tonnen, 2013: 31,0 Mio. Tonnen.

(c) *Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Öl*

Die Teilaktivität Globaler Handel — Kohle & Fracht/LNG/Öl — Öl umfasst die Gesellschaften EGC UAE Supply & Processing Ltd. Fze in Fujairah (Vereinigte Arabische Emirate) und E.ON Commodity DMCC (zukünftig Uniper Energy DMCC) in Dubai (Vereinigte Arabische Emirate), an denen die Uniper Gruppe jeweils 100 % mittelbar bzw. unmittelbar hält. Der Geschäftszweck der Gesellschaften besteht in der Bereitstellung von Ölprodukten, welche vor allem in Kraftstoffen für Schiffe im Seeverkehr verwendet werden können. Zu diesem Zweck sind im Voraus Speicherkapazitäten in Fujairah angemietet worden.

11.5.4 Segment Internationale Stromerzeugung

(i) **Übersicht**

Das Segment Internationale Stromerzeugung gliedert sich in die beiden Aktivitäten Internationale Stromerzeugung — Russland und Internationale Stromerzeugung — Brasilien. Die Aktivität Russland beinhaltet die von der Uniper Gruppe gehaltene 83,7 %ige Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an dem Energieerzeugungsunternehmen Unipro PJSC, zudem sind Beteiligungen in Tschechien, im Wesentlichen eine 52,0 %ige Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Teplarna Tabor, a.s., enthalten. Die Aktivität Brasilien beinhaltet die von der Uniper Gruppe gehaltene 12,3 %ige Finanzbeteiligung (Stand 30. Juni 2016) an dem Energieversorger ENEVA sowie eine direkt gehaltene 50 %ige Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes S.A., die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt. Zusätzlich zu ihrer eigentlichen Tätigkeit stehen sie sämtlichen Segmenten der Uniper Gruppe mit ihrer Kenntnis des jeweiligen Markts und seiner politischen und regulatorischen Besonderheiten zur Verfügung. So sind die Aktivitäten beispielsweise in ihren jeweiligen Ländern für die Entwicklung von Erzeugungsprojekten von der Voranalyse bis zu Investitionsvorschlägen verantwortlich und sind zudem die alleinigen Ansprechpartner für alle relevanten Interessengruppen, z. B. in der Politik, bei Behörden, Verbänden und Medien.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Umsatzerlöse sowie weitere für das Segment Internationale Stromerzeugung wesentliche Kennzahlen:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016	2015	2015	2014	2013
	(ungeprüft)		(in Mio. €)		
Umsatzerlöse	510	556	1.134	1.529	1.879
<i>Innenumsatz</i>	—	—	—	—	—
<i>Außenumsatz</i>	510	556	1.134	1.529	1.879
Adjusted EBIT⁽¹⁾	-39	106	236	316	410
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	5	150	335	465	609
Investitionen	44	85	193	547	1.037

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“).

Im Geschäftsjahr 2015 erzielte das Segment Internationale Stromerzeugung ein Adjusted EBIT von € 236 Mio. und ein Adjusted EBITDA von € 335 Mio.

Die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland erzielte ein Adjusted EBIT von € 244 Mio. im Geschäftsjahr 2015 (Adjusted EBITDA: € 342 Mio.). Der Beitrag der Aktivität Internationale Stromerzeugung — Brasilien im Geschäftsjahr 2015 war leicht negativ mit einem Adjusted EBIT von € -8 Mio. (Adjusted EBITDA: € -7 Mio.).

In dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum erzielte die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland ein Adjusted EBIT von € -37 Mio. (Adjusted EBITDA: € 8 Mio.). Der Beitrag der Aktivität Internationale Stromerzeugung — Brasilien lag in dem zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum bei einem Adjusted EBIT von € -2 Mio. (Adjusted EBITDA: € -2 Mio.).

(ii) **Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland**

Die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland umfasst das Stromerzeugungsgeschäft in Russland. Dieses stellt eine Schwerpunktregion für die Uniper Gruppe dar und ist aufgrund seiner geografischen Lage und Marktgegebenheiten nicht in das auf europäische Märkte beschränkte

Segment Europäische Erzeugung integriert worden. Die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland nimmt über die Unipro PJSC jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängende Aktivitäten wahr. Hierzu gehören u. a. die Beschaffung der in den russischen Kraftwerken der Uniper Gruppe notwendigen Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel und der Absatz der erzeugten Energie. Es ergeben sich hinsichtlich der wahrgenommenen Aktivitäten grundsätzlich keine Schnittstellen zu den Segmenten Europäische Erzeugung und Globaler Handel, weil keine Verbindung zwischen den Märkten in Russland und den übrigen Märkten, in denen die Uniper Gruppe tätig ist, besteht und auch keine Synergieeffekte aus einer zentralen Optimierung bestehen.

Die Unipro PJSC ist eine börsennotierte Aktiengesellschaft nach russischem Recht, an der die Uniper Gruppe 83,7 % der Anteile hält (Stand 30. Juni 2016). Die restlichen Anteile befinden sich im Streubesitz. Die Unipro PJSC ist damit der drittgrößte Energieerzeuger in Russland in Privatbesitz (Quelle: *Ministerium für Energie*, <http://minenergo.gov.ru/node/3851>). Ihr rechtlicher Sitz befindet sich in Surgut, Russland. Die Geschäftstätigkeit wird von Moskau, Russland, aus gesteuert. Die Dividende der Unipro PJSC wird jährlich in Russischen Rubel ausgeschüttet. Für das Jahr 2014 hat die Unipro PJSC 17.505 Mio. Russische Rubel (zum Auszahlungstag 5. August 2015 etwa € 254 Mio.) und für das Jahr 2015 12.437 Mio. Russische Rubel (zum Auszahlungstag 4. August 2016 etwa € 166 Mio.) ausgeschüttet. Die Uniper Gruppe hat für das Jahr 2015 eine anteilige Dividendenzahlung in Höhe von 10.413,5 Mio. Russischen Rubel (zum Auszahlungstag 4. August 2016 etwa € 139 Mio.) vor Steuerabzug erhalten.

Die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland betreibt über die Unipro PJSC u. a. an fünf Standorten Kraftwerke mit einer der Uniper Gruppe im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum zurechenbaren Gesamtleistung von 8.995 MW (unter Berücksichtigung der Beteiligungsquote der Uniper Gruppe an den einzelnen Kraftwerken). Damit erzeugt die Uniper Gruppe etwa 5 % des gesamten russischen Stroms (Quelle: *Unipro PJSC*). In jüngster Zeit hat die Uniper Gruppe vier neue, hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerksblöcke an drei Kraftwerksstandorten mit einer Kapazität von 1,6 GW sowie ein neues Braunkohlekraftwerk (Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja, bis mindestens Mitte 2018 aufgrund von Reparaturmaßnahmen außer Betrieb) mit einer Kapazität von 0,8 GW in Betrieb genommen.

Bei den Standorten mit Kraftwerken der Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland handelt es sich um Surgutskaya 2 (5.456 MW als vollkonsolidiertes Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015) im Autonomen Bezirk der Chanten und Mansen, Berjosowskaja (2.263 MW als vollkonsolidiertes Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015) in der Region Krasnojarsk, Shatur'skaya (1.408 MW als vollkonsolidiertes Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015) bei Moskau, Smolenskaya (585 MW als vollkonsolidiertes Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015) in der Region Smolensk und Yaivinskaya (971 MW als vollkonsolidiertes Kraftwerk im Geschäftsjahr 2015) bei Perm im Uralgebiet. Bis auf das Braunkohle-Kraftwerk in Berjosowskaja wird Gas als Brennstoff zur Stromerzeugung genutzt. Die Kraftwerke der Aktivität Internationale Stromerzeugung in Russland erzeugten der Uniper Gruppe zurechenbar im Geschäftsjahr 2015 rund 51,7 TWh Strom (2014: 56,1 TWh, 2013: 60,7 TWh). Aufgrund eines Feuerschadens im Februar 2016 wird sich der Kraftwerksblock GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja bis mindestens Mitte 2018 in Reparatur befinden und somit nicht zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen. Die genauen Kosten für die Reparatur können erst nach einer vollständigen Untersuchung des Vorfalles ermittelt werden. Anhand der zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung bekannten Informationen ist von Reparaturkosten von mehr als 25 Mrd. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 352,7 Mio.) auszugehen. Zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung sind die Gespräche mit den betroffenen Versicherungsunternehmen noch nicht abgeschlossen. Die Uniper Gruppe geht aber davon aus, dass ein nicht unwesentlicher Teil des Schadens durch Versicherungsleistungen abgedeckt sein wird.

Die Brennstoffbilanz von Unipro PJSC bestand im Geschäftsjahr 2015 zu 84 % aus Gas und zu 16 % aus Braunkohle. Unipro PJSC hat mit führenden Lieferanten in Russland teilweise langfristige Brennstoffverträge zur Sicherung der Stromproduktion an seinen Kraftwerken abgeschlossen. Die Verträge sehen teilweise Strafzahlungen bei unter- oder übervertraglichen Abnahmemengen vor.

Auf dem russischen Strommarkt werden zwei Güter gehandelt: Zum einen der erzeugte Strom (Strommarkt im engeren Sinne) und zum anderen die Bereitstellung von Kapazität zur Stromerzeugung (sog. Kapazitätsmarkt). Der Kapazitätsmarkt gliedert sich in einen Teilmarkt für vor 2007 in Betrieb genommene Stromerzeugungskapazitäten, die in einer jährlichen Kapazitätsauktion für das jeweils vier Jahre in der Zukunft liegende Jahr gehandelt werden, sowie in einen Teilmarkt für ab

2007 in Betrieb genommene Stromerzeugungskapazitäten, die für einen Zeitraum von 10 Jahren einen garantierten Kapazitätspreis erhalten und über sog. *Capacity Supply Agreements* verkauft werden. Nach Ablauf dieser Zeit nehmen diese Kapazitäten an den jährlichen Auktionen teil. Bei Nichtverfügbarkeit von Kapazitäten, deren Bereitstellung in *Capacity Supply Agreements* oder in Auktionen zugesagt wurde, werden Kapazitätszahlungen reduziert. Die Uniper Gruppe nimmt mit der Aktivität Internationale Stromerzeugung — Russland sowohl über die jährliche Versteigerung von Kapazitäten, als auch über die *Capacity Supply Agreements* am Kapazitätsmarkt teil. Der Strommarkt im engeren Sinne ist so reguliert, dass ein Verkauf des erzeugten Stroms lediglich für den nächsten Tag (sog. *Day-Ahead-Handel*) – und nicht für längere Zeiträume – möglich ist. Ein Teil des verkauften Stromes und der vor 2007 in Betrieb genommenen Kapazitäten wird zu regulierten Preisen verkauft, die vom russischen Preisregulierer jährlich auf Basis der Ist-Kosten des Jahres 2007 sowie unter eingeschränkter Inflationsanpassung festgelegt werden. Insbesondere auf dem Strommarkt im engeren Sinne, teilweise aber auch auf dem Kapazitätsmarkt, ist der regulierte Preis in der Regel niedriger als der Marktpreis. Der Anteil des Stroms, der zu regulierten Preisen verkauft wird, bemisst sich an dem Anteil des Verbrauchs durch Haushalte und Gleichgestellte und betrug im Jahre 2015 ca. 20 % (Quelle: *Market Council Report 2015*). Der Anteil der vor 2007 in Betrieb genommenen Kapazitäten, die zu regulierten Preisen verkauft werden, betrug im Jahr 2015 ca. 31 %.

Der Verkauf der gesamten nachgefragten Kapazitäten sowie des erzeugten Stroms erfolgt über den russischen Großhandelsmarkt für Strom, auf dem Angebot und Nachfrage zusammengeführt werden. Die jeweiligen Kunden für Strom und Kapazität werden Unipro PJSC vom Markt zugeteilt. Das Adjusted EBITDA der Unipro PJSC wurde im Geschäftsjahr 2015 zu einem wesentlichen Teil aus Kapazitätsmärkten und im Übrigen aus dem Strommarkt im engeren Sinne (sog. *Energy-only-Markt*) generiert.

Seit 2007 hat Unipro PJSC Stromerzeugungskapazitäten mit einem Volumen von 2.400 MW gebaut und in Betrieb genommen und somit die im Jahr 2010 über *Capacity Supply Agreements* übernommenen Investitionsverpflichtungen vollständig erfüllt. Die *Capacity Supply Agreements* haben für die einzelnen Kraftwerke unterschiedliche Restlaufzeiten (Berjosowskaja: 8 Jahre, Schaturskaja: 4 Jahre, Jaiwinskaja: 4 Jahre, Surgutskaja: 5 Jahre).

Unipro PJSC besitzt, über ein gemeinsam mit der zum E.ON-Konzern gehörenden OOO E.ON Connecting Energies betriebenes Joint-Venture, Anteile an der Gesellschaft OOO Noginskij Teplovoj Tsentr, die Strom und Wärme erzeugt und an Kunden eines Industrieparks vermarktet. Am 14. Juli 2016 hat OOO E.ON Connecting Energies den Kauf eines 50 % Anteils an AO Natek Invest Energo, die ebenfalls Strom und Wärme erzeugt und an Kunden im Moskauer Gebiet vermarktet, zu einem Preis von 400 Mio. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 5,6 Mio.) abgeschlossen. Die Kaufverträge sehen für OOO E.ON Connecting Energies zusätzlich eine dreijährige Option für den Erwerb der verbleibenden Anteile an AO NATEK Invest Energo zu einem maximalen Preis von 900 Mio. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 12,7 Mio.) vor. Bei Ausübung der Option würde der Kaufpreis teilweise durch die Unipro PJSC finanziert werden.

(iii) Aktivität Internationale Stromerzeugung — Brasilien

Die Aktivität Internationale Stromerzeugung — Brasilien besteht aus einem von der Uniper Gruppe gehaltenen 12,3 % Anteil (Stand 30. Juni 2016) an dem Energieversorger ENEVA in Brasilien sowie einer direkt gehaltenen 50 % Beteiligung (Stand 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes SA, die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt.

ENEVA hat ihren Hauptsitz in Rio de Janeiro und ist eine an der brasilianischen Börse öffentlich gehandelte Gesellschaft. Sie ist im Wesentlichen in Brasilien bei der Stromerzeugung aus Kohle und Gas tätig. Die Uniper Gruppe hatte ihr Beteiligungsverhältnis an ENEVA in den Jahren 2013 und 2014 auf 42,9 % zum 31. Dezember 2014 erhöht. Die gesamte Erzeugungskapazität der ENEVA betrug zum 31. Dezember 2015 2.065 MW. Zusätzlich betreibt ENEVA zusammen mit der Uniper Gruppe ein Kohlekraftwerk in Brasilien (Pecém II), welches eine Erzeugungskapazität von 334 MW hat und an der beide Gesellschaften jeweils 50 % halten.

Der Absatz von erzeugtem Strom der ENEVA auf dem brasilianischen Strommarkt erfolgt im Wesentlichen durch die Bereitstellung von Kapazität zur Stromerzeugung (sog. Kapazitätsmarkt). Die Stromerzeugungskapazitäten werden in Kapazitätsauktionen mit einer Laufzeit von zehn bis fünfzehn Jahren gehandelt. Bei Nichtverfügbarkeit von in Betrieb genommenen Kapazitäten, deren Bereitstellung zugesagt wurde, werden Kapazitätszahlungen über einen Pönalmechanismus reduziert.

Aufgrund externer Marktfaktoren, wachsender Finanzierungsschwierigkeiten und der verzögerten Inbetriebnahme von Kraftwerken sowie der daraus resultierenden regulatorischen Verpflichtung, Strom am Markt teuer einzukaufen, hat die Holdinggesellschaft ENEVA Anfang Dezember 2014 ein Gläubigerschutzverfahren bei den zuständigen brasilianischen Behörden beantragt, um die Verschuldung der Gesellschaft zu restrukturieren. Die in diesem Zusammenhang durchgeführte Kapitalerhöhung bei ENEVA wurde im November 2015 abgeschlossen. Diese Maßnahmen hatten eine Verwässerung des Anteils der Uniper Gruppe an ENEVA von 42,9 % auf 12,3 % zur Folge. Die Beteiligung an der Pecém II Participacoes S.A. war von dieser Restrukturierung nicht betroffen.

Ende März 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt darüber informiert, dass sie mit dem brasilianischen Investmentfond Cambuhy sowie der OGX Petroleo e Gas S.A. Verträge über den Erwerb deren Beteiligungen an der Parnaiba Gas Natural S.A. abgeschlossen hat. Dieser Erwerb soll über die Einbringung der entsprechenden Beteiligungen im Rahmen einer Kapitalerhöhung der ENEVA erfolgen.

Ende Juni 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt informiert, dass das zuständige Gericht in Brasilien am 29. Juni 2016 die erfolgreiche Beendigung des Gläubigerschutzverfahrens von ENEVA verfügt hat.

Am 2. August 2016 hat ENEVA den Kapitalmarkt weiterhin informiert, dass die am selben Tag stattgefundenen außerordentlichen Hauptversammlung von ENEVA der im März 2016 angekündigten Kapitalerhöhung zugestimmt hat. Der Vollzug der Kapitalerhöhung wird zu einer Verwässerung der Beteiligung der Uniper Gruppe an ENEVA führen.

11.5.5 Administration/Konsolidierung

Im Überleitungsposten Administration/Konsolidierung hat die Uniper Gruppe im Wesentlichen die Konzernleitung und die Zentralfunktionen, die vollständig integriert sind, zusammengefasst. Darüber hinaus werden in diesem Segment die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen und Tochtergesellschaften zusammengefasst, die die Segmente der Uniper Gruppe unterstützen.

(i) Konzernleitung

Die Segmente der Uniper Gruppe werden segmentübergreifend durch die Konzernleitung und einige Tochtergesellschaften unterstützt.

Hauptaufgabe der Konzernleitung in Düsseldorf, Deutschland, ist die Unternehmensführung und die funktionale und integrierte Koordination der Zentralfunktionen. Dazu gehören die strategische Weiterentwicklung der Uniper Gruppe, die Finanzierungspolitik und -maßnahmen, die marktübergreifende Steuerung des Gesamtgeschäfts, das Risikomanagement, die laufende Verbesserung des Portfolios der Uniper Gruppe und die Pflege der Beziehung zu Aktionären und Investoren.

In der Konzernleitung sind u. a. die segmentübergreifenden administrativen Funktionen wie etwa Audit, Beschaffung, Recht, Risikomanagement und Versicherung und Teile des Personal- und Rechnungswesens zusammengeführt. Darüber hinaus umfasst die Konzernleitung die Funktionen IT und die übrigen Teile des Personal- und Rechnungswesens, die auf der Grundlage eines Partnerschaftsvertrags zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH, der Uniper Holding GmbH, einer Tochtergesellschaft der Gesellschaft, und der EBS, einer mittelbaren Tochtergesellschaft der E.ON SE, für eine Übergangszeit wahrgenommen werden. Der Partnerschaftsvertrag soll sicherstellen, dass die Dienstleistungen der IT und daneben auch Dienstleistungen in den Bereichen HR und Rechnungswesen sukzessive auf die Uniper Gruppe übertragen werden. Daneben bestehen die E.ON Perspekt GmbH sowie die Energie-Pensions-Management GmbH, bei denen es sich um assoziierte Unternehmen handelt. Die Uniper Market Solutions GmbH ist eine 100% ige Tochtergesellschaft der UGC und die Uniper Risk Consulting GmbH ist eine 100 %ige mittelbare Tochter der Gesellschaft.

Die in der Konzernleitung gebündelten Funktionen unterstützen weltweit das Kerngeschäft der Uniper Gruppe. Auf diese Weise werden Synergieeffekte erzielt.

(ii) E.ON Perspekt GmbH

Die E.ON Perspekt GmbH wird als Joint-Venture zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH, einer Tochtergesellschaft der E.ON SE, und der Uniper Holding GmbH, einer Tochtergesellschaft der Gesellschaft, geführt. Die E.ON Beteiligungen GmbH ist an der E.ON Perspekt GmbH mit einem Anteil von 70 % und die Uniper Holding GmbH mit einem Anteil von 30 % beteiligt. Die E.ON Perspekt GmbH wurde auf tarifvertraglicher Grundlage sowie einer hierauf basierenden Konzernbetriebsvereinbarung

gegründet und dient dazu, Mitarbeiter des E.ON-Konzerns und der Uniper Gruppe, die von Personalanpassungsmaßnahmen im Sinne des Tarifvertrags oder sonstigen Konzernbetriebsvereinbarungen (bzw. deren jeweils gültigen Neufassungen) betroffen sind, durch vermittlungsunterstützende Maßnahmen in ein neues dauerhaftes Arbeitsverhältnis innerhalb oder außerhalb des E.ON-Konzerns oder der Uniper Gruppe zu vermitteln.

(iii) **Energie-Pensions-Management GmbH**

Der Teilbetrieb Corporate Pension wird von der E.ON Business Services Hannover GmbH, einer 100 %igen Tochtergesellschaft der E.ON Business Services GmbH, auf eine gemeinsame Tochtergesellschaft der E.ON Beteiligungen GmbH und der Uniper Holding GmbH, die Energie-Pensions-Management GmbH, übertragen. An der Energie-Pensions-Management GmbH werden die E.ON Beteiligungen GmbH zu 70 % und die Uniper Holding GmbH zu 30 % beteiligt sein. Für die Verwaltung der Energie-Pensions-Management GmbH als gemeinsames Unternehmen der Parteien wird ein selbständiger Konsortialvertrag geschlossen. Die neue Pensionseinheit wurde zum 6. Januar 2016 gegründet und wird zum 1. Januar 2017 den operativen Geschäftsbetrieb aufnehmen und Pensionsdienstleistungen für beide Konzerne (E.ON/Uniper) erbringen.

Andere zentrale Verwaltungsfunktionen werden nicht als Joint-Venture-Gesellschaften geführt, sondern sind entweder in der Uniper Gruppe aufgestellt oder werden auf vertraglicher Basis durch den E.ON-Konzern zur Verfügung gestellt.

(iv) **Uniper Market Solutions GmbH**

Mit der Uniper Market Solutions GmbH, einer 100 %igen Tochtergesellschaft der UGC, bietet die Uniper Gruppe weiterverteilenden Energieversorgern und großen Industrieunternehmen in ganz Europa umfassende Beratungs- und Dienstleistungen rund um ihr Stromportfolio an. Das Angebot umfasst eine Reihe von Dienstleistungen, wie z. B. die tägliche Anlageberatung über diskretionäres Portfoliomanagement und die Vermittlung von Handelsgeschäften. Die Tätigkeit der Uniper Market Solutions GmbH unterliegt strengen gesetzlichen Auflagen und wird von der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht („BaFin“) überwacht.

(v) **Uniper Risk Consulting GmbH**

Die Uniper Risk Consulting GmbH, eine 100 %ige mittelbare Tochter der Gesellschaft, ist für das Versicherungs-Risikomanagement in der Uniper Gruppe verantwortlich. Sie entwickelt und optimiert Lösungen für die Absicherung der betrieblichen Risiken der Gruppe durch Versicherungsinstrumente und deckt diese in den internationalen Versicherungsmärkten ein. Hierzu stellt die Uniper Risk Consulting GmbH u. a. die Bestandsführung, das Schadensmanagement, die Abrechnung der Versicherungsverträge und -ansprüche sowie das entsprechende Reporting sicher.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Umsatzerlöse sowie weitere für Administration/Konsolidierung wesentliche Kennzahlen:

	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015 (ungeprüft)	2015 (in Mio. €)	2014 (geprüft)	2013 (geprüft)
Umsatzerlöse	-3.260	-4.166	-7.789	-8.222	-9.979
Innenumsatz	-3.261	-4.179	-7.782	-8.220	-9.976
Außenumsatz	1	13	-7	-2	-3
Adjusted EBIT⁽¹⁾	-41	-90	-203	-202	-194
Adjusted EBITDA⁽¹⁾	-36	-85	-192	-192	-182
Investitionen	5	—	4	2	0

(1) Bereinigt um nicht operative Effekte (siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.5 Non-GAAP-Kennzahlen“).

11.6 BESCHAFFUNG

Der wesentliche Bedarf der Uniper Gruppe besteht aus Neu- und Ersatzbeschaffungen für sämtliche Kraftwerkskomponenten, der Planung und dem Bau von Kraftwerken sowie deren Instandhaltung und Reparatur. Darüber hinaus gehören auch Materialien und Dienstleistungen für

die Bewirtschaftung der Gebäude und Unterstützungsleistungen für Mitarbeiter zum Beschaffungsportfolio. Nicht umfasst ist hingegen die Beschaffung von Energieträgern.

Die Einkaufsorganisation der Uniper Gruppe wird zentral geführt und beschafft die für die Uniper Gruppe wesentlichen Warengruppen und Leistungen durch regionsübergreifend verantwortliche Teams. Diese bündeln den konzernweiten Bedarf, führen Ausschreibungen durch, entwickeln geeignete Lieferanten für die Uniper Gruppe und schließen Lieferantenverträge. Die Teams arbeiten mit lokalen Einkaufsabteilungen in den verschiedenen Ländern zusammen, um bestmöglichen Nutzen aus lokaler Markterfahrung und gebündelter Nachfragemacht für die Uniper Gruppe zu ziehen.

Die Uniper Gruppe bewertet regelmäßig die wichtigsten Lieferanten und vereinbart gemeinsam Maßnahmen zur Verbesserung der Lieferbeziehungen. Darüber sollen Risiken in der Lieferkette erkannt und bestmöglich verringert werden. Dafür führt die Uniper Gruppe beispielsweise Risikobewertungen für die wesentlichen Lieferanten durch.

11.7 INVESTITIONEN

Im Geschäftsjahr 2015 lagen die Investitionen in der Uniper Gruppe bei € 1.083 Mio. (2014: € 1.531 Mio., 2013: € 2.202 Mio.). Auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte entfielen im Geschäftsjahr 2015 € 992 Mio. (2014: € 1.328 Mio., 2013: € 1.517 Mio.). Die Investitionen in Beteiligungen betragen im Geschäftsjahr 2015 € 91 Mio. (2014: € 203 Mio., 2013: € 685 Mio.). Für eine Beschreibung der Investitionen der Uniper Gruppe in der Vergangenheit, siehe Erläuterungen „9. Darstellung und Analyse der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage — 9.10 Investitionen“.

Im Zeitraum zwischen dem 30. Juni 2016 und dem Datum dieses Prospekts wurden keine Investitionsvorhaben abgeschlossen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Projekte, die gestartet bzw. beschlossen wurden und weiterer Investitionen bedürfen:

<u>Projekt</u>	<u>Segment und Standort</u>	<u>geplantes und noch ausstehendes Investitionsvolumen</u>	<u>Projektstart</u>	<u>geplante Fertigstellung</u>
		(in € Mio.)		
Provence 4	Europäische Erzeugung, Frankreich	weniger als 50	2013	2016
Maasvlakte 3 ⁽¹⁾	Europäische Erzeugung, Niederlande	weniger als 50	2007	2016
Berjosowskaja GRES TG 3 ⁽²⁾	Internationale Stromerzeugung, Russland	weniger als 400	2011	Mitte 2018
Datteln 4	Europäische Erzeugung, Deutschland	weniger als 500	2006	2018
Nord Stream 2 ⁽³⁾	Globaler Handel, Deutschland und Russland ⁽⁴⁾	zwischen 300 und 1.000	2016	Ende 2019

(1) Das Kraftwerk ist bereits in Betrieb.

(2) Die genauen Kosten für die Reparatur nach dem Feuerschaden im Februar 2016 können erst nach einer vollständigen Untersuchung des Vorfalls ermittelt werden. Anhand der zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung bekannten Informationen ist von Reparaturkosten von mehr als 25 Mrd. Russischen Rubeln (Stand 30. Juni 2016: etwa € 352,7 Mio.) auszugehen. Zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung sind die Gespräche mit den betroffenen Versicherungsunternehmen noch nicht abgeschlossen. Die Uniper Gruppe geht aber davon aus, dass ein nicht unwesentlicher Teil des Schadens durch Versicherungsleistungen abgedeckt sein wird.

(3) Die Durchführung der Investitionen und deren Umfang sowie der Zeitraum der Durchführung hängen davon ab, ob und in welcher Form die Uniper Gruppe mit alternativen Ansätzen zu der Umsetzung des Projekts Nord Stream 2 beitragen wird.

(4) Die Pipeline soll durch die Ostsee von Russland nach Deutschland verlaufen.

Neben den genannten Projekten wird es weitere Investitionen im Bereich der Wartung und Instandhaltung sowie sonstige erforderliche Investitionen in Kraftwerke geben. Geografisch betrachtet bleibt Deutschland Schwerpunktland der geplanten Investitionstätigkeit. Hier investiert die Uniper Gruppe maßgeblich in den Erhalt der konventionellen Stromerzeugung. Beim Segment Europäische Erzeugung wird in den Erhalt der Anlagen zur Stromerzeugung investiert. Im Segment Globaler Handel wird im Wesentlichen in die Infrastruktur des Speichergeschäfts sowie in IT-Systeme investiert. Beim Segment Europäische Stromerzeugung entfällt der größte Teil der Investitionen auf Kraftwerke in Deutschland.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Investitionen der Uniper Gruppe:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni		Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2015	2014	2013
	(in Mio. €)				
Investitionen	292	418	1.083	1.531	2.202
<i>davon: Sachanlagen / Immaterielle Vermögenswerte</i> ...	241	368	992	1.328	1.517
<i>davon: Beteiligungen</i>	51	50	91	203	685

11.8 GRUNDBESITZ, ANLAGEN UND SONSTIGE WESENTLICHE SACHANLAGEN

Die wesentlichen Sachanlagen der Uniper Gruppe sind Grundstücke und Bauten, Kraftwerksanlagen sowie Verteilungsanlagen wie Gasspeicher und Pipelines. Zu der Uniper Gruppe gehört zudem ein passives Kokereigasnetz im nördlichen Ruhrgebiet.

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die im Eigentum der Uniper Gruppe stehenden Sachanlagen:

	Zum 30. Juni	Zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2014	2013
	(in Mio. €)			
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	1.615	1.667	1.637	1.754
Bauten	1.245	1.277	1.213	1.655
Technische Anlagen und Maschinen	6.681	9.549	10.197	10.988
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	77	82	95	110
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	1.657	1.722	2.575	5.271
Sachanlagen	11.274	14.297	15.717	19.778

Die Uniper Gruppe als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte:

	Zum 30. Juni	Zum 31. Dezember		
	2016 (ungeprüft)	2015	2014	2013
	(in Mio. €)			
Grundstücke	—	—	—	—
Bauten	—	—	—	—
Technische Anlagen und Maschinen	308	462	489	606
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	30	31	34	34
Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände	338	493	523	640

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die wesentlichen fossilen und nuklearen Kraftwerksblöcke der Uniper Gruppe (einschließlich als at equity gehaltener Kraftwerke) mit einer Netto-Kapazität von mindestens 300 MW (ohne die vor dem Geschäftsjahr 2015 stillgelegten und derzeit im Bau befindlichen Kraftwerke) nach Standort unter Angabe von Technologie, Kapazität (im Geschäftsjahr 2015), Beteiligungshöhe (im Geschäftsjahr 2015) und Inbetriebnahme des Kraftwerksblocks. Des Weiteren enthält die nachfolgende Tabelle die 20 größten Wasserkraftwerke der Uniper Gruppe.

Standort	Technologie	Netto Kapazität (in MW)	Beteiligungs- höhe (in %)	Inbetrieb- nahme
Bålforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	88	100	1958
Berjosowskaja GRES TG 1, Russland	Kohle- und Ölkraftwerke	754	83,7	1987
Berjosowskaja GRES TG 2, Russland	Kohle- und Ölkraftwerke	754	83,7	1991
Berjosowskaja GRES TG 31, Russland	Kohle- und Ölkraftwerke	754	83,7	2015
Bergeforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	155	43,2	1955
Connah's Quay U1, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	345	100	1996

<u>Standort</u>	<u>Technologie</u>	<u>Netto Kapazität (in MW)</u>	<u>Beteiligungs- höhe (in %)</u>	<u>Inbetrieb- nahme</u>
Connah's Quay U2, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	345	100	1996
Connah's Quay U3, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	345	100	1996
Connah's Quay U4, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	345	100	1996
Cottam Development Centre, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	395	100	1998
Degerforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	70	100	1965
Edensforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	73	100	1956
Emile Huchet 6, Frankreich	Kohle- und Ölkraftwerke	595	100	1981
Emile Huchet 7, Frankreich	Gas- und Dampfkraftwerke	414	100	2010
Emile Huchet 8, Frankreich	Gas- und Dampfkraftwerke	414	100	2010
Enfield, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	408	100	2002
Forsmark 1, Schweden	Kernkraftwerke	984	9,3	1980
Forsmark 2, Schweden	Kernkraftwerke	1120	9,3	1981
Forsmark 3, Schweden	Kernkraftwerke	1167	10,8	1985
Franken I/1, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	383	100	1973
Franken I/2, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	440	100	1976
Gammelänge, Schweden	Wasserkraftwerke	78	6,6	1944
Gönyü, Ungarn	Gas- und Dampfkraftwerke	428	100	2011
Grain 6, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	455	100	2011
Grain 7, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	455	100	2011
Grain 8, Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	455	100	2011
Gulsele, Schweden	Wasserkraftwerke	72	100	1955
Hällby, Schweden	Wasserkraftwerke	84	100	1970
Happurg, Deutschland	Wasserkraftwerke	160	100	1958
Heyden, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	875	100	1987
Hjälta, Schweden	Wasserkraftwerke	178	100	1949
Huntorf, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	321	100	1978
Ingolstadt 3, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	386	100	1973
Ingolstadt 4, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	386	100	1974
Ironbridge 2 ² , Großbritannien	Biomassekraftwerk	360	100	1970
Irsching 3, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	415	100	1974
Irsching 4, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	550	100	2011
Irsching 5, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	846	50,2	2010
Itaqui, Brasilien	Kohle- und Ölkraftwerke	322	12,3	2013
Karlshamn G2, Schweden	Kohle- und Ölkraftwerke	334	100	1971
Karlshamn G3, Schweden	Kohle- und Ölkraftwerke	328	100	1973
Kiel, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	323	50	1970
Killingholme Mod 1 ³ , Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	450	100	1992
Killingholme Mod 2 ³ , Großbritannien	Gas- und Dampfkraftwerke	450	100	1992
Krångede, Schweden	Wasserkraftwerke	248	9,2	1936

<u>Standort</u>	<u>Technologie</u>	<u>Netto Kapazität (in MW)</u>	<u>Beteiligungs- höhe (in %)</u>	<u>Inbetrieb- nahme</u>
Langenprozelten,				
Deutschland	Wasserkraftwerke	164	77,7	1976
Linnvasselv, Schweden	Wasserkraftwerke	70	9,9	1962
Maasvlakte 1, Niederlande	Kohle- und Ölkraftwerke	535	100	1988
Maasvlakte 2, Niederlande	Kohle- und Ölkraftwerke	535	100	1987
Maasvlakte 3, Niederlande	Kohle- und Ölkraftwerke	1.070	100	2013
Moforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	135	100	1968
Öresundsverket, Schweden	Gas- und Dampfkraftwerke	449	100	2009
Oskarshamn 1, Schweden	Kernkraftwerke	473	54,5	1972
Oskarshamn 2 ² , Schweden	Kernkraftwerke	638	54,5	1974
Oskarshamn 3, Schweden	Kernkraftwerke	1.400	54,5	1985
Parnaiba I, Brasilien	Gas- und Dampfkraftwerke	668	12,3	2013
Parnaiba II, Brasilien	Gas- und Dampfkraftwerke	512	12,3	2016
Pecém II, Brasilien	Kohle- und Ölkraftwerke	334	56,2	2013
Pleinting 2, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	402	100	1976
Provence 5, Frankreich	Kohle- und Ölkraftwerke	595	100	1984
Ramsele, Schweden	Wasserkraftwerke	163	100	1958
Ratcliffe U1, Großbritannien	Kohle- und Ölkraftwerke	500	100	1967
Ratcliffe U2, Großbritannien	Kohle- und Ölkraftwerke	500	100	1968
Ratcliffe U3, Großbritannien	Kohle- und Ölkraftwerke	500	100	1969
Ratcliffe U4, Großbritannien	Kohle- und Ölkraftwerke	500	100	1970
Ringhals 1, Schweden	Kernkraftwerke	881	29,6	1976
Ringhals 2, Schweden	Kernkraftwerke	865	29,6	1975
Ringhals 3, Schweden	Kernkraftwerke	1.063	29,6	1981
Ringhals 4, Schweden	Kernkraftwerke	1.115	29,6	1983
Schkopau A, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	450	58,1	1996
Schkopau B, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	450	58,1	1996
Scholven B, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	345	100	1968
Scholven C, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	345	100	1969
Shaturskaya GRES TG 7, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	383	83,7	2010
Staudinger 4, Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	622	100	1977
Staudinger 5, Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	510	100	1992
Stensjöfallet, Schweden	Wasserkraftwerke	95	50	1968
Storfinnforsen, Schweden	Wasserkraftwerke	112	100	1953
Surgutskaya GRES-2 TG 1, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1985
Surgutskaya GRES-2 TG 2, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1985
Surgutskaya GRES-2 TG 3, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1986
Surgutskaya GRES-2 TG 4, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1987
Surgutskaya GRES-2 TG 5, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1987
Surgutskaya GRES-2 TG 6, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	780	83,7	1988
Surgutskaya GRES-2 TG 7, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	386	83,7	2011
Surgutskaya GRES-2 TG 8, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	390	83,7	2011
Trångfors, Schweden	Wasserkraftwerke	73	100	1975
Veltheim 3 ² , Deutschland	Kohle- und Ölkraftwerke	303	66,6	1970

<u>Standort</u>	<u>Technologie</u>	<u>Netto Kapazität (in MW)</u>	<u>Beteiligungs- höhe (in %)</u>	<u>Inbetrieb- nahme</u>
Veltheim 4 ² , Deutschland	Gas- und Dampfkraftwerke	400	66,6	1974
Walchensee, Deutschland	Wasserkraftwerke	124	100	1924
Waldeck I, Deutschland	Wasserkraftwerke	145	100	1931
Waldeck II, Deutschland	Wasserkraftwerke	480	100	1974
Wilhelmshaven, Deutschland . .	Kohle- und Ölkraftwerke	757	100	1976
Yaivinskaya GRES TG 5, Russland	Gas- und Dampfkraftwerke	410	83,7	2011

(1) Voraussichtlich bis Mitte 2018 aufgrund von Reparaturmaßnahmen außer Betrieb.

(2) Das Kraftwerk wurde im Geschäftsjahr 2015 stillgelegt.

(3) Die Kraftwerke Killingholme Mod 1 und Killingholme Mod 2 sind zum Zeitpunkt dieses Prospekts für Umrüstarbeiten stillgelegt. Es ist geplant, den Umbau im dritten Quartal 2016 abzuschließen.

Zahlreiche Grundstücke der Uniper Gruppe werden seit Jahrzehnten für den Betrieb von Kraftwerken und weiteren Anlagen genutzt. In der Vergangenheit gab es auf Grundstücken der Uniper Gruppe im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Anlagen verbundene Umweltaltlasten, wie etwa Verunreinigungen des Bodens oder des Wassers, und Kontaminationen, wie etwa Asbest, Öl- und Kohleablagerungen, und auch künftig könnten Umweltaltlasten und Kontaminationen festgestellt werden, für die die Uniper Gruppe verantwortlich ist. Kontaminationen und mit deren Beseitigung verbundene Kosten könnten insbesondere im Rahmen von Stilllegungs-, Rückbau-, und Sanierungsmaßnahmen festgestellt werden (siehe auch Abschnitt „2. Risikofaktoren — 2.7 Rechtliche Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.7.1 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus umweltrechtlichen Haftungsverpflichtungen in Verbindung mit Betriebsanlagen und Grundstücken“).

11.9 FORSCHUNG, ENTWICKLUNG UND INNOVATION

11.9.1 Übersicht

Die Uniper Gruppe investiert in Forschung und Entwicklung mit dem primären Ziel, Verbesserungen und Kosteneinsparungen in ihren bestehenden Betriebsabläufen und Prozessen zu erzielen. Hierbei stehen insbesondere die Sicherung der Wettbewerbsfähigkeit der bestehenden Kraftwerksflotte, die Vorbereitung des bestehenden Geschäfts auf zukünftige Herausforderungen und die Steigerung der Erträge aus den bestehenden Geschäftstätigkeiten sowie entsprechende Kostenoptimierungsmaßnahmen im Vordergrund.

Kontinuierliche Anstrengungen zur Verbesserung der eigenen Betriebsabläufe und zur Senkung der Kosten sind ein integraler Bestandteil der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe. Besonderer Fokus der Aktivitäten sind Verbesserungen bei der konventionellen (Gas, Kohle) und erneuerbaren Stromerzeugung (einschließlich Wasserkraft). Ziel der Uniper Gruppe ist es dabei, durch fortlaufende Weiterentwicklung der eigenen Aktivitäten den sich verändernden Anforderungen an moderne Energieerzeugungssysteme gerecht zu werden, eine umweltfreundliche und sichere Energieversorgung sicherzustellen, nachhaltig zu wirtschaften und die Kosten auf alle Bereiche der Uniper Gruppe zu verteilen. Die einzelnen Initiativen zur Verbesserung des Geschäfts sind dabei den jeweils betroffenen Bereichen zugeordnet, um zu gewährleisten, dass bei allen Entwicklungsaktivitäten die betrieblichen Anforderungen des Bereichs und die Bedürfnisse der Kunden der Uniper Gruppe von Anfang an mitberücksichtigt werden.

Darüber hinaus investiert die Uniper Gruppe in die Entwicklung von innovativen Technologien und die Identifizierung neuer Geschäftsfelder und Services (wie z. B. Energiespeicherlösungen), die selbst genutzt und vermarktet werden können.

Der Fokus liegt hierbei auf ausgewählten Entwicklungsprojekten, die als Ausgangspunkt für innovative Aktivitäten der Uniper Gruppe weltweit mit hohem wirtschaftlichem Potential genutzt werden können. Auf der Basis grundlegender Marktanalysen und Geschäftsmodellentwicklungen werden Pilotvorhaben mit dem Ziel des Markteintritts durchgeführt. Die Aktivitäten der Uniper Gruppe im Bereich Innovation konzentrieren sich auf solche Projekte, bei denen der Entwicklungsprozess innerhalb eines durchschnittlichen Zeitraums von drei bis fünf Jahren abgeschlossen werden kann.

Im Geschäftsjahr 2015 tätigte die Uniper Gruppe Aufwendungen in Höhe von € 14 Mio. für Forschung und Entwicklung (gemäß IAS 38).

11.9.2 Geschäftsverbesserung und Innovation

(i) **Verbesserung der geschäftlichen Aktivitäten und Förderung von Innovation**

Die Aktivitäten zur technologischen Entwicklung und Verbesserung der Geschäftstätigkeit sind in den operativen Einheiten verankert, die deren Planung innerhalb der Wertschöpfungskette vornehmen. Demgegenüber werden Innovationsaktivitäten zentral koordiniert, um basierend auf einheitlichen Prozessen, Transparenz und im Wege eines geordneten Wissensmanagements eine zügige Verteilung von Ergebnissen zu fördern und so eine schnelle Implementierung durch die Geschäftsbereiche zu erleichtern. Es erfolgt eine verursachungsgerechte Belastung der verrechenbaren Kosten innerhalb der Uniper Gruppe.

Im Jahr 2015 waren Mitarbeiter aus fünf Ländern (Deutschland, Großbritannien, Schweden, den Niederlanden und Frankreich) an der betrieblichen Verbesserung beteiligt und im Bereich Innovation tätig. Darüber hinaus werden, als Ergänzung zum innerhalb der Uniper Gruppe vorhandenen Innovationspotential, Forschungsprojekte im Rahmen einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit an europäische und internationale Universitäten und Forschungsinstitute übertragen, die wiederum teilweise durch internationale, staatliche und nationale Organisationen gefördert werden.

(ii) **Ausgewählte Schwerpunkte der Aktivitäten zur Verbesserung der Geschäftsaktivitäten**

Zur Unterstützung der Profitabilität der Kohle- und Gaskraftwerksflotte liegt der kurzfristige Fokus auf der Verbesserung der Geschäftsaktivitäten, der Reduktion der Betriebskosten und der betrieblichen Optimierung (z. B. längere Wartungsintervalle, erhöhte Anlagenlaufzeiten und verbesserte Zustandsüberwachung) dieser Erzeugungseinheiten. Mittelfristig wird eine Vielzahl von Maßnahmen durchgeführt, um die Erzeugungskapazitäten der Uniper Gruppe an die neuen Marktbedingungen (Kapazitätsmarkt, Zusatzleistungen) anzupassen und um die Kraftwerksflotte vorteilhaft im sich stark wandelnden Erzeugungsumfeld zu positionieren.

Betriebliche Verbesserungen im Bereich Erzeugung aus Wasserkraft konzentrieren sich auf einen bestmöglichen Einsatz der bestehenden Anlagen und die Maximierung der Ertragsströme aus Systemdienstleistungen. Dies umfasst Bereiche wie Dammsicherheit, Flutschutz und Nachhaltigkeitszulassung zur Unterstützung des Langzeitbetriebs der Wasserkraftwerke, aber auch die Entwicklung von Wasserkrafttechnologien, die eine Verwendung des verbleibenden Potentials der Flussverläufe und eine umfassende Zustandsüberwachung zur Verbesserung der Erhaltungsmaßnahmen und Reduzierung der Nichtverfügbarkeit ermöglichen. Ziel der Maßnahmen ist die bestmögliche Positionierung der Erzeugungskapazitäten aus Wasserkraft in einem Energiesystem mit höherem Fokus auf Dezentralisierung und Speicherung.

Die Uniper Energy Sales GmbH bietet ihren Großkunden die web-basierte Lösung „Uniper Digital“ an, die zu einer Kooperations-Plattform ausgebaut und kontinuierlich weiterentwickelt wird. Die in diesem Rahmen geschaffenen Online-Services ermöglichen den Kunden umfangreiche energiewirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten sowie Preiskalkulationen von Energielieferungen, die Durchführung von Beschaffungen und die Visualisierung von Energiebezügen, z. B. im Fall von Tranchenverträgen. Zusätzlich bietet die Uniper Energy Sales GmbH ihren Kunden gemeinsam mit der Uniper Market Solutions GmbH ein Marktinformationspaket an.

(iii) **Beispiel Fokusbereich Innovation – Neue Energiespeicher-Lösungen**

Die Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten der Uniper Gruppe im Bereich Innovation umfassen Tätigkeiten in den Feldern „Digitalisierung“, „Kommerzielle Begleitprodukte“, „Neue Erzeugungstechnologien“, „Alternative Brennstoffe & Mobilität“ sowie „Energiespeicherung“.

Der Ausbau der schwankenden erneuerbaren Stromerzeugung durch Wind und Sonne sowie der schwankende Verbrauch haben zur Folge, dass Energiespeicherlösungen in der Zukunft an Bedeutung gewinnen werden und dass von der Energiespeichertechnologie eine wachsende und wichtige Rolle im Energiesystem erwartet wird. Hauptaufgabe der Speichertechnologie ist es, Stromerzeugung aus Wind und Sonne in Form von Strom, Wärme und Gas genau dann zu liefern, wenn diese benötigt wird. Energiespeicherungssysteme sollen einen entscheidenden Beitrag zu einer effizienteren Energienutzung in einem wachsenden dezentralisierten System leisten, das verschiedene Branchen zusammenführt, und Synergieeffekte schaffen sowie zu Kosteneinsparungen beitragen. Die Uniper Gruppe fokussiert sich bzgl. Speichertechnologien auf drei Hauptentwicklungen: Strom zu Strom (*Power-to-power*), Strom zu Gas (*Power-to-gas*) und Strom zu Wärme (*Power-to-heat*).

Strom zu Strom (*Power-to-power*) bezieht sich im Allgemeinen auf eine elektrische Energiespeichermethode, in der Energie direkt gespeichert und bei Bedarf wieder in Form von Elektrizität abgegeben werden kann (z. B. Batterien).

Strom zu Gas (*Power-to-gas*) ist eine Methode zur Integration von Erneuerbaren Energien durch Umwandlung von Strom in Wasserstoff mittels Elektrolyse oder anderen Methoden. Der erzeugte Wasserstoff kann als Ersatz für natürliches Gas oder andere fossile Energieträger in verschiedenen Anwendungsbereichen, wie z. B. in der Industrie, in Mobilitäts- und Wärmesektoren und zu einem späteren Zeitpunkt auch zur Energiegewinnung und als „grüner Wasserstoff“, genutzt werden. Strom zu Gas Technologie kann einen wesentlichen Teil zur Reduzierung von Emissionen im Kraftstoffsektor beitragen.

Strom zu Wärme (*Power-to-heat*) ist eine Möglichkeit, Strom in Wärme umzuwandeln. Diese Technologie stellt z. B. (negative) Regelernergie sowie Systemdienstleistungen bereit, die das Energieversorgungsnetz stabilisieren, und ist eine Ergänzung der Uniper Gruppe in Bezug auf ihre Kraftwerke und ihre Fernwärme.

11.10 GEWERBLICHE SCHUTZRECHTE, PATENTE, LIZENZEN

Die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe wird durch Verfahren, Designs und Marken, die durch ein Portfolio von gewerblichen Schutzrechten wie Patenten, Marken- oder Urheberrechten abgesichert sind, unterstützt. Zur Absicherung von Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen und zum Schutz ihrer Wettbewerbsposition, ist die Uniper Gruppe bestrebt, bestehende gewerbliche Schutzrechte zu erhalten, diese soweit nötig zu verteidigen und neue gewerbliche Schutzrechte zu generieren. In einigen Jurisdiktionen läuft dabei das Verfahren zur Eintragung bzw. Übertragung einzelner Uniper Marken auf die Uniper Gruppe noch.

Im Bereich der Kraftwerksanlagen beruht ein weltweit angemeldetes Patent mit der Bezeichnung „*Method and system for condition monitoring*“ (auch bekannt als: ACM SpheriCAL) auf einem proprietären Software-Tool namens „SpheriCAL“, das mittels mehrdimensionaler mathematischer Modelle in die Betriebsdaten eingespeist wird, Abweichungen von dem zu erwartenden normalen Verhalten eines Kraftwerks bestimmt und dadurch hilft, potentielle Störungen und Probleme beim Kraftwerksbetrieb frühzeitig zu erkennen. Weitere Patente bestehen insbesondere im Bereich des Betriebs und der Überwachung von Statoren und Rotoren in einer Turbine.

Über ihre Tochtergesellschaften, die UGC und die Uniper Kraftwerke GmbH, bestehen für die Uniper Gruppe auch Nutzungsrechte an einer Reihe von für den E.ON-Konzern angemeldeten bzw. eingetragenen Patenten sowie dem dazugehörigen Know-how, die im Rahmen eines sog. Pool Administration Agreements – eine Kooperation mehrerer Unternehmen aus dem E.ON-Konzern zur Förderung gemeinsamer Forschung und Entwicklung – entwickelt wurden. Während die UGC selbst Pool-Mitglied war und daher unmittelbar Nutzungsrechte an den Forschungsergebnissen hat, hat die Uniper Kraftwerke GmbH, die selbst nicht Vertragspartei des Pool Administration Agreements ist, mit der E.ON Beteiligungen GmbH, die eine Vertragspartei des Pool Administration Agreements ist, ein Sub Pool Administration Agreement abgeschlossen, worüber der Uniper Kraftwerke GmbH die Nutzungsrechte an den Patenten und dem Know-how aus dem Pool Administration Agreement vermittelt werden. Die E.ON SE ist Pool-Administrator und erhält hierfür eine Vergütung. Entsprechend der Vorgaben der Pool-Agreements wurden Patente in ihrem Namen angemeldet bzw. eingetragen. Die Kosten werden den Pool- und Sub-Pool-Mitgliedsunternehmen untereinander zugeordnet. Aufgrund des (Sub)-Pool Administration Agreements stehen den (Sub)-Pool-Mitgliedsunternehmen nicht-exklusive, weltweite, übertragbare und unterlizensierbare Nutzungsrechte an den Forschungsergebnissen des Pools auch nach deren Ausscheiden zu. Die UGC und die Uniper Kraftwerke GmbH haben zum 31. Dezember 2015 das (Sub)-Pool Administration Agreement gekündigt, sodass sich die Nutzungsrechte der Uniper Gruppe zwar auf die Forschungsergebnisse bis zu diesem Stichtag beziehen, sie aber ausdrücklich zu einer von dem Pool losgelösten weiteren eigenständigen Entwicklung berechtigt ist.

Eine wesentliche Marke der Uniper Gruppe ist die Marke „Uniper“. Die Uniper Gruppe agiert unter dieser Marke an den relevanten Märkten und gegenüber ihren Geschäftspartnern. Darüber hinaus tritt die Uniper Gruppe in Russland unter der Marke „Unipro“ auf. Schließlich greift die Uniper Gruppe auf der Grundlage von Lizenzvereinbarungen in den Benelux-Ländern und in Russland für einen Übergangszeitraum auf die Marke „E.ON“ zurück.

Die Uniper Gruppe hat eine Vielzahl von Internet Domains und Webseiten, von denen die folgenden die bedeutsamsten sind:

- www.uniper.energy (Allgemeine Webseite der Uniper Gruppe)
- www.unipro.energy (Geschäftstätigkeit in Russland)
- www.uniper-sales.de (Energieverkauf Deutschland)
- www.uniper-energy.fr (Energieverkauf Frankreich)
- www.uniper-engineering.com (Ingenieurtätigkeiten)
- www.uniper-energy-storage.com (Energiespeicher)
- www.uniper-engineeringacademy.com (Engineering Academy Großbritannien)
- www.remit-uniper.energy (Integrität und Transparenz des Energiemarkts)
- www.barsebackkraft.se (Kernkraftwerk Barsebäck)
- www.okg.se (Kernkraftwerk Oskarshamn)

Weiterhin ist die Uniper Gruppe berechtigt, die Internet Domain www.eon-russia.ru (Russland) bis maximal 31. Dezember 2016 sowie die Domains www.eon.nl (Energieverkauf Niederlande) und www.eon.be (Energieverkauf Belgien) bis maximal 30. Juni 2017 zu nutzen.

Abgesehen von den oben genannten Rechten hält die Uniper Gruppe keine wesentlichen gewerblichen Schutzrechte, Patente und Lizenzen und ist nicht von gewerblichen Schutzrechten, Patenten und Lizenzen für ihren Geschäftsbetrieb abhängig.

11.11 MITARBEITER

Die folgende Tabelle enthält eine Übersicht über die durchschnittliche Anzahl der Mitarbeiter berechnet auf Basis von Vollzeitstellen (ohne Vorstände und Geschäftsführer und Auszubildende) der Uniper Gruppe im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum sowie in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013, jeweils aufgegliedert nach Segmenten:

	Halbjahres- zeitraum endend zum 30. Juni 2016	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	(ungeprüft)	2015	2014	2013
Mitarbeiter der Uniper Gruppe			(geprüft)	
Europäische Erzeugung	6.386	6.928	7.636	8.554
Globaler Handel	1.322	1.412	1.621	1.767
Internationale Stromerzeugung	5.027	5.305	5.386	5.199
Administration/Konsolidierung	411	492	515	471
Gesamt	13.146	14.137	15.158	15.991
<i>davon: Inland</i>	4.658	5.046	5.778	6.622
<i>davon: Ausland</i>	8.488	9.091	9.380	9.369

Die Zahl der Mitarbeiter hat sich seit dem 30. Juni 2016 nicht wesentlich verändert. Zeitarbeitskräfte aus Arbeitnehmerüberlassung, Leiharbeit und Personalleasing werden nicht in wesentlichem Umfang beschäftigt. Die Mitarbeiter der Uniper Gruppe in Europa und in Russland sind teilweise in länderspezifischen Gewerkschaften organisiert. In Deutschland sind zahlreiche Mitarbeiter Mitglied der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) und der Vereinten Dienstleistungsgewerkschaft (ver.di). Die überwiegende Zahl der operativ tätigen Unternehmen der Uniper Gruppe in Deutschland ist ihrerseits Mitglied in der Arbeitgebervereinigung energiewirtschaftlicher Unternehmen e.V. In den vergangenen drei Jahren kam es in Deutschland mit Ausnahme von einem Warnstreik Anfang 2013 zu keinen Streiks. In Belgien kam es Ende 2014 und Anfang 2015 zu kleineren Streiks im Zusammenhang mit der Verhandlung eines Sozialplans. In Frankreich fanden Streiks im Zuge von Umstrukturierungsmaßnahmen mit entsprechendem Personalabbau statt. Die Uniper Gruppe hat nach eigener Auffassung gute Beziehungen zu den Mitarbeitern und den Vertretern der betrieblichen Mitbestimmung.

Die deutschen Mitarbeiter werden durch Betriebsräte vertreten, die über umfangreiche Mitwirkungs- und Mitbestimmungsrechte in personellen, sozialen sowie wirtschaftlichen Angelegenheiten verfügen. Laut Betriebsverfassungsgesetz sind die Betriebsräte vor einer geplanten

Kündigung eines Arbeitsverhältnisses anzuhören; ferner müssen sie bei Einstellungen, Ein- und Umgruppierungen sowie Versetzungen zustimmen. Auch bei weiteren Themenbereichen, insbesondere in sozialen Angelegenheiten, haben sie Mitbestimmungsrechte, beispielsweise bei Arbeitsplänen oder Verhaltensregeln. Die Mitbestimmungsrechte der Arbeitnehmervertreter außerhalb Deutschlands ergeben sich aus den jeweils anwendbaren nationalen Gesetzen und Regelungen.

Um die Mitarbeiterbeteiligung an der Uniper Gruppe zu fördern und die Möglichkeiten für die weitere Anwerbung und Bindung von hochqualifiziertem Personal zu steigern, soll in der Uniper Gruppe nach der Abspaltung für die oberen Führungskräfte ein aktienbasiertes Vergütungsprogramm eingeführt werden. Wie das Vergütungsprogramm im Einzelnen ausgestaltet sein wird und für wen sowie ab wann es gelten soll, wird zu gegebener Zeit von dem Vorstand der Gesellschaft entschieden. Zudem soll zu einem späteren Zeitpunkt und in Abhängigkeit von der wirtschaftlichen Entwicklung der Uniper Gruppe geprüft werden, ob für die Mitarbeiter der Uniper Gruppe ein Mitarbeiteraktienprogramm aufgesetzt wird.

11.12 RECHTSSTREITIGKEITEN

Die Uniper Gruppe ist im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit an Rechtsstreitigkeiten beteiligt. Neben öffentlich-rechtlichen Verfahren handelt es sich dabei vor allem um Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich. Die Verfahren wegen Preisanpassungen schließen zum Teil bereits Rückforderungen als Folge der geltend gemachten rückwirkenden Preisanpassungen ein.

11.12.1 Öffentlich-rechtliche Verfahren

(i) *Verfahren hinsichtlich des Steinkohlekraftwerks Datteln 4*

Die Uniper Kraftwerke GmbH errichtet derzeit das Steinkohlekraftwerk Datteln 4 mit einer elektrischen Nettoleistung von ca. 1.055 MW. Die bisherigen Errichtungsarbeiten wurden durch die Bezirksregierung Münster („**BRM**“) in den Jahren 2007 und 2008 im Wege eines immissionsschutzrechtlichen Vorbescheids sowie durch fünf Teilgenehmigungen gestattet. Des Weiteren erließ die BRM einen Planfeststellungsbeschluss, der u. a. die Genehmigung zur Errichtung eines Hafens am Dortmund-Ems-Kanal und die damit zusammenhängende Verlegung des Verlaufs des Ölmühlenbachs vorsah.

Am 3. September 2009 erklärte das OVG Münster den Bebauungsplan Nr. 105 – E.ON-Kraftwerk – für unwirksam. Dieses Urteil wurde durch das Bundesverwaltungsgericht („**BVerwG**“) bestätigt und ist rechtskräftig.

Im Juni 2012 hob das OVG Münster den immissionsschutzrechtlichen Vorbescheid nach Klage des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland („**BUND**“) auf. Auch dieses Urteil wurde vom BVerwG bestätigt und ist rechtskräftig.

Nachfolgend nahm die BRM die 1., 4. und 5. Teilgenehmigung im Dezember 2013 zurück und konnte somit insoweit anhängige Anfechtungsklagen erledigen.

In Folge dieser planungs- und genehmigungsrechtlichen Entwicklung wurde die Schaffung neuer planungsrechtlicher Grundlagen auf Ebene der Regional- und Bauleitplanung sowie der Anlagenehmigung erforderlich: Mit Kabinettsbeschluss der Landesregierung von Nordrhein-Westfalen vom 5. Juli 2016 wurde der neue Landesentwicklungsplan, der eine Standortfestlegung für Kraftwerke von der Landesebene auf die Regionalplanebene verlagert, durch die Landesregierung beschlossen. Die erforderliche Zustimmung des Landtags von Nordrhein-Westfalen und die Bekanntmachung sind im Spätsommer oder Herbst 2016 zu erwarten.

Im Dezember 2013 beschloss die Verbandsversammlung des Regionalverbandes Ruhr („**RVR**“) eine Änderung des Regionalplans. Zudem erließ die nordrheinwestfälische Staatskanzlei als Landesplanungsbehörde gegenüber dem RVR einen Zielabweichungsbescheid, der Abweichungen von zeichnerischen Darstellungen und textlichen Festlegungen des Landesentwicklungsplans von 1995 zulässt. Die Änderung des Regionalplans trat im April 2014 in Kraft. Am 1. September 2014 traten ein geänderter Flächennutzungsplan und der vorhabenbezogene Bebauungsplan Nr. 105a – Kraftwerk – in Kraft, nachdem im Juli 2014 der Stadt Datteln hierfür ebenfalls ein Zielabweichungsbescheid erteilt worden war.

Im Dezember 2014 beantragte die Uniper Kraftwerke GmbH die für die Errichtung und den Betrieb des Steinkohlekraftwerks erforderlichen Genehmigungen. Die Öffentlichkeitsbeteiligung in diesen Verwaltungsverfahren wurde mit Beendigung des Erörterungstermins im September 2015 abgeschlossen. Auf Antrag der Uniper Kraftwerke GmbH vom 20. Januar 2016 wurde der vorzeitige Baubeginn für Datteln 4 durch die BRM am 4. März 2016 zugelassen. Mit Datum vom 30. Mai 2016 hat die Uniper Kraftwerke GmbH den vorzeitigen Baubeginn für weitere Maßnahmen bei der BRM beantragt.

Das Vorhaben bzw. die für seine Zulassung maßgeblichen planungsrechtlichen Entscheidungen sind derzeit Gegenstand mehrerer Klageverfahren: Auf Ebene der Regionalplanung ist eine Klage der Stadt Waltrop gegen den dem RVR erteilten Zielabweichungsbescheid der Staatskanzlei Nordrhein-Westfalen beim Verwaltungsgericht („VG“) Gelsenkirchen anhängig. Die Stadt Waltrop hat außerdem beim VG Gelsenkirchen eine Klage gegen den der Stadt Datteln erteilten Zielabweichungsbescheid eingereicht, der sowohl dem vorhabenbezogenen Bebauungsplan Nr. 105a – Kraftwerk – sowie der in Zusammenhang stehenden Änderung des Flächennutzungsplans zugrunde liegt. Gegen die Bauleitplanung, d. h. gegen den vorhabenbezogenen Bebauungsplan Nr. 105a – Kraftwerk –, sind drei Verfahren beim OVG Münster anhängig. Kläger sind die Stadt Waltrop, der BUND und mehrere Anwohner, wobei die Klagen der Anwohner in einem Verfahren verbunden wurden. Auf der Zulassungsebene ist vor dem OVG Münster eine Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss der BRM, der die Errichtung eines Hafens am Dortmund-Ems-Kanal und die Umgestaltung des Ölmühlenbachs zulässt, anhängig. Dieses Verfahren ruht derzeit. Zudem sind Klagen von Anwohnern gegen die bestandskräftige 2. und 3. Teilgenehmigung anhängig, die darauf gerichtet sind, die BRM zur Aufhebung dieser Teilgenehmigungen zu verpflichten. Darüber hinaus hat der BUND im April 2016 Anfechtungsklage gegen die im März 2016 erteilte Zulassung des vorzeitigen Baubeginns eingereicht.

(ii) *Naturschutzrechtliche Genehmigung des Biomassekraftwerks Provence 4, Frankreich*

Die Uniper-Société Nationale d'Electricité et de Thermique („Uniper-SNET“) ist Drittbeteiligte in einem Rechtsstreit zwischen drei klagenden Nicht-Regierungsorganisationen und der beklagten Präfektur Bouches-du-Rhône, bei dem über die Erteilung einer Umweltgenehmigung zugunsten der Uniper-SNET gestritten wird. Die Uniper-SNET baut ein Biomassekraftwerk in Bouches-du-Rhône, Frankreich, mit einer Kapazität von 150 MW. Im November 2012 erteilte die Präfektur Bouches-du-Rhône der Uniper-SNET die erforderliche Umweltgenehmigung. Die lokalen Niederlassungen von drei Nicht-Regierungsorganisationen haben gegen die Erteilung der Umweltgenehmigung durch die Präfektur Bouches-du-Rhône vor dem Verwaltungsgericht in Marseille insgesamt drei Klagen eingereicht, die noch nicht abgeschlossen sind.

(iii) *Niederländische Kohlesteuer*

Für den Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 1. Januar 2016 hob der niederländische Gesetzgeber die Steuerbefreiung für Kohle als Brennstoff für Kraftwerke auf. Daraufhin hat die Uniper Benelux NV gegen die Abschaffung der Steuerbefreiung sowohl vor dem Zivilgericht als auch dem Finanzgericht von Den Haag Klage erhoben.

Sowohl das Zivilgericht als auch das Finanzgericht haben die Klage abgewiesen. Die hiergegen jeweils eingelegten Rechtsmittel waren nicht erfolgreich. Die Uniper Benelux NV hat daraufhin Rechtsmittel beim obersten Finanzgericht der Niederlande eingelegt und das Gericht darum gebeten, bestimmte Fragen dem Europäischen Gerichtshof zur Vorabentscheidung vorzulegen. In diesem Verfahren ist noch keine Entscheidung ergangen.

11.12.2 Preisanpassungsverfahren

Mit Großkunden und Gaslieferanten führt oder führte die Uniper Gruppe einige Schieds- und Gerichtsverfahren zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Verträge im Strom- und Gasbereich infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse. In einigen dieser Verfahren ziehen Kunden die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln und die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel.

(i) *Schiedsverfahren mit einem Gaskunden*

Im Dezember 2013 hat ein Gaskunde eine Schiedsklage in einem ad-hoc Verfahren gegen die Uniper Energy Sales GmbH erhoben, mit der die Klägerin Rückforderungsansprüche gegen die Uniper Energy Sales GmbH in Höhe von ca. € 389 Mio. zuzüglich Zinsen seit Rechtshängigkeit geltend

macht. Dem Rechtsstreit liegen vier zwischen März 2005 und März 2011 zwischen der Klägerin und der Uniper Energy Sales GmbH geschlossene Gaslieferungsverträge zugrunde, unter welchen die Uniper Energy Sales GmbH zwischen Oktober 2006 und Oktober 2013 Erdgas an die Klägerin lieferte. Die Klägerin gründet ihre Rückforderungsansprüche auf die Behauptung, dass die geschlossenen Gaslieferungsverträge nichtig seien und der Klägerin daher ein Anspruch auf Rückforderung der zwischen Dezember 2009 und Oktober 2013 an die Uniper Energy Sales GmbH geleisteten Zahlungen zustehe. Zwischen den Parteien wurde eine Vergleichsvereinbarung geschlossen, deren Wirksamkeit allerdings aktuell noch unter einem Gremiovorbehalt für die Klägerin steht.

(ii) Schiedsverfahren mit einem Gaslieferanten über Preisanpassung

Die UGC ist Klägerin in einem Schiedsverfahren nach der Schiedsgerichtsordnung der Internationalen Handelskammer („ICC“), in dem die UGC die Beklagte auf Preisanpassung im Rahmen von mehreren langfristigen Gaslieferungsverträgen verklagt, die die UGC als Käuferin und die Beklagte als Verkäuferin abgeschlossen haben. Auf Basis der vertraglich vereinbarten Preisanpassungsklauseln verlangt die UGC eine Anpassung der vertraglichen Preisformeln an die veränderte Preisbildung im deutschen Erdgasmarkt (siehe „2. Risikofaktoren — 2.3 Marktrisiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.3.5 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus Veränderungen der Marktpreise und Margen für Strom und Primärenergieträger.“). Am 8. Mai 2015 wurde in einem Teil-Schiedsgerichtsspruch (*Partial Award*) eine Preisanpassung dem Grunde nach gewährt. Mit einem zweiten Teil-Schiedsspruch vom 5. August 2016 hat das Schiedsgericht eine neue Preisformel festgelegt. Mit dem Endurteil des Schiedsgerichts, betreffend die Nachverrechnung des Kaufpreises, wird im Laufe des Jahres 2016 gerechnet.

(iii) Schiedsverfahren mit einem Gaslieferanten über Preisanpassung

Die UGC war Klägerin und Widerbeklagte in einem ad-hoc Schiedsverfahren, in welchem sich die UGC mit der Beklagten bzgl. einer Preisanpassung im Rahmen mehrerer langfristiger Gaslieferungsverträge auseinandergesetzt hat, die die UGC als Käuferin und die Beklagte als Verkäuferin abgeschlossen haben. Auf Basis der vertraglich vereinbarten Preisanpassungsklauseln verlangte die UGC eine Anpassung der vertraglichen Preisformeln an die veränderte Preisbildung im deutschen Erdgasmarkt. Im Gegenzug verlangte die Beklagte im Rahmen einer Widerklage eine Erhöhung des Vertragspreises. Die UGC und die Beklagte haben eine am 29. März 2016 in Kraft getretene außerschiedsgerichtliche Einigung erzielt, woraufhin das Schiedsverfahren beendet wurde.

(iv) Schiedsverfahren über Preisanpassung hinsichtlich Gasspeichervertrag

Die Uniper Energy Storage GmbH ist Klägerin in einem im August 2016 begonnenen Schiedsverfahren nach der Schiedsgerichtsordnung der Deutschen Institution für Schiedsgerichtsbarkeit e.V. (DIS). Die Uniper Energy Storage GmbH hat die Beklagte auf Preisanpassung unter einem langfristigen Speichervertrag verklagt, den die jeweiligen Rechtsvorgänger der Uniper Energy Storage GmbH und der Beklagten im Jahre 2002 abgeschlossen hatten und auf dessen Grundlage die Beklagte der Uniper Energy Storage GmbH die Nutzung eines Erdgasspeichers gewährte. Die Uniper Energy Storage GmbH vertritt die Auffassung, gemäß den vertraglichen Vereinbarungen über einen Anspruch auf Absenkung des Nutzungsentgeltes zu verfügen. Der Streitwert des Verfahrens beträgt etwa € 10 Mio.

(v) Schiedsverfahren mit Untermieter von Gasspeicher

Die Uniper Energy Storage GmbH ist Beklagte in einem im Oktober 2014 begonnenen Schiedsverfahren nach der Schiedsgerichtsordnung der Deutschen Institution für Schiedsgerichtsbarkeit e.V. (DIS). Die Klägerin hat die Uniper Energy Storage GmbH auf Schadensersatz in Höhe von € 7,4 Mio. (Stand Juni 2016) aus einem Hohlraumüberlassungsvertrag für Erdgasspeicher verklagt, den die Uniper Energy Storage GmbH und die Klägerin im Oktober 2011 abgeschlossen haben („**Untermietvertrag**“). Der Streitwert des Verfahrens beträgt ca. € 10 Mio. Die Uniper Energy Storage GmbH hat im Oktober 2007 mit einem Eigentümer von Gaskavernen einen Vertrag über die Miete von Gaskavernen im Salzstock Etzel abgeschlossen („**Mietvertrag**“). Einen Teil des vom Eigentümer angemieteten Hohlraums überlässt die Uniper Energy Storage GmbH der Klägerin auf Grundlage des Untermietvertrags. Nach dem Untermietvertrag zwischen der Uniper Energy Storage GmbH und der Klägerin hat die Uniper Energy Storage GmbH mögliche Rechte zur Nichtzahlung oder Minderung der Entgeltzahlung unter dem Mietvertrag zu wahren und im Erfolgsfalle

Rückzahlungen oder Verrechnungen anteilig an die Klägerin weiterzureichen. Die Klägerin ist der Auffassung, dass die Uniper Energy Storage GmbH nach dem Untermietvertrag auch die Pflicht habe, mögliche Anpassungsansprüche gemäß § 313 Abs. 1 BGB gegenüber dem Eigentümer durchzusetzen und die Uniper Energy Storage GmbH diese Pflicht verletzt habe, wodurch der Klägerin Preisreduzierungen im Untermietverhältnis zwischen der Uniper Energy Storage GmbH und der Klägerin entgangen seien. Ferner macht die Klägerin geltend, eine Anpassung des Untermietvertrags direkt auf Grundlage von § 313 Abs. 1 BGB verlangen zu können.

(vi) Gerichtsverfahren zu virtuellen Kraftwerksverträgen

Die Uniper Energy Sales GmbH ist Beklagte in zwei Rechtsstreitigkeiten vor dem Landgericht München I, in denen die jeweilige Klägerin in erster Linie eine Anpassung der Preisregelung ihres langfristigen Vertrags zur Strombeschaffung mit der Uniper Energy Sales GmbH beantragt und hilfsweise die Unwirksamkeit des Vertrags geltend gemacht hat. Die streitgegenständlichen Verträge gewähren den Klägerinnen jeweils das Recht zum Bezug von elektrischer Energie zu den vereinbarten Erzeugungskosten eines virtuellen Steinkohlekraftwerks. Zur Begründung ihres Anpassungsbegehrens berufen sich die Klägerinnen auf die Wirtschaftsklausel der Verträge und verlangen die Änderung der Preisregelungen dahingehend, dass sich das von ihnen jeweils zu zahlende Entgelt nicht mehr nach den vereinbarten Erzeugungskosten des virtuellen Steinkohlekraftwerks, sondern nach den Großhandelspreisen für Strom richtet. In einem der Verfahren, Streitwert € 90 Mio., hat das Landgericht am 28. September 2015 ein der Klage stattgebendes Urteil verkündet, gegen das Berufung eingelegt wurde. In dem zweiten Verfahren, Streitwert € 30 Mio., hat das Landgericht am 8. August 2016 ein Teilurteil erlassen, mit dem es die Anträge der Klägerin auf Preisanpassung abgewiesen hat; über die von der Klägerin geltend gemachte Unwirksamkeit des Vertrags soll erst nach Rechtskraft des Teilurteils entschieden werden.

11.12.3 Sonstige Verfahren

(i) Gerichtsverfahren JadeWeserPort

Die Container Terminal Wilhelmshafen JadeWeserPort-Marketing GmbH & Co. KG („**JadeWeserPort Marketing**“), Rechtsnachfolgerin des Landes Niedersachsen, Betrieb gewerblicher Art „JadeWeserPort“ („**Betrieb JadeWeserPort**“), hat im August 2015 Klage vor dem Landgericht Hannover erhoben, mit der die JadeWeserPort Marketing die Rückzahlung von € 20,2 Mio. gegen die EKW geltend macht. Dieser Rechtsstreit ist im Wege der Ausgliederung zunächst auf die Uniper Holding GmbH und dann auf die Uniper Kraftwerke GmbH übergegangen. Im Jahr 2006 beabsichtigte der Betrieb JadeWeserPort die Errichtung eines Container-Tiefwasserseehafens an dem Großschifffahrtsweg Jade in Wilhelmshafen („**JadeWeserPort**“). Unmittelbar südlich des JadeWeserPorts betreibt die Uniper Kraftwerke GmbH ein Kohlekraftwerk, dessen Kühlwasser der Jade entnommen wird. Im zugrundeliegenden Planfeststellungsverfahren erhob die EKW Einwendungen gegen den Bau des JadeWeserPorts und machte geltend, dass der Bau des JadeWeserPorts zu einer Beeinträchtigung des Kühlwassersystems des Kraftwerks und damit zu einer Reduzierung der Kraftwerksleistung führe, wenn längerfristig keine Gegenmaßnahmen getroffen würden. Zur Beilegung des Streits schlossen die EKW und der Betrieb JadeWeserPort im November 2006 einen Vergleich. Danach verpflichtete sich der Betrieb JadeWeserPort insbesondere zum Bau einer Prallwand und zu einer Kostenbeteiligung für den Bau eines neuen Wasserentnahmebauwerks in Form einer Einmalzahlung in Höhe von € 20,2 Mio. Die EKW verpflichtete sich in dem Vergleich zur Rücknahme der erhobenen Einwendungen im Planfeststellungsverfahren für den JadeWeserPort. In der Klage argumentiert die JadeWeserPort Marketing, dass die EKW kein neues Wasserentnahmebauwerk gebaut habe und auch nicht mehr vorhabe, ein solches zu bauen, sodass die an die EKW geleistete Einmalzahlung in Höhe von € 20,2 Mio. zurückzahlen sei. Die EKW lehnt eine Rückzahlung mit der Begründung ab, die Einmalzahlung stehe in keinem direkten Zusammenhang mit dem Bau eines neuen Wasserentnahmebauwerks. Das Landgericht Hannover hat am 23. Februar 2016 die Klage der JadeWeserPort Marketing abgewiesen. Die JadeWeserPort-Marketing hat mit Berufungsschreiben vom 22. März 2016 Berufung eingelegt. Die Berufungsbegründung steht noch aus. Derzeit laufen parallel außergerichtliche Verhandlungen zur gütlichen Beilegung des Rechtsstreits.

(ii) Gerichtsverfahren TenneT

Im Februar 2016 hat die Uniper Kraftwerke GmbH vor dem Landgericht Bayreuth Klage gegen die TenneT TSO GmbH („TenneT“) erhoben. Mit der Klage wendet sich die Uniper Kraftwerke GmbH gegen die Untersagung der vorläufigen Stilllegung des von ihr betriebenen Kraftwerksblocks Irsching 4 des Gaskraftwerks Irsching durch TenneT. TenneT hatte der zuvor angezeigten Stilllegung des Kraftwerksblocks Irsching 4 im Juni 2015 widersprochen und die Uniper Kraftwerke GmbH angewiesen, die Betriebsbereitschaft des Kraftwerksblocks auch ab dem 1. April 2016 sicherzustellen. Die Uniper Kraftwerke GmbH macht in der Klage geltend, dass die gesetzlichen Ermächtigungsgrundlagen im Energiewirtschaftsgesetz („EnWG“) für die Stilllegungsuntersagung und Anordnung zum Weiterbetrieb im EnWG verfassungswidrig seien. Zum einen sei TenneT als Privatrechtssubjekt zur Anordnung hoheitlicher Maßnahmen nicht berechtigt, zum anderen seien das verfassungsrechtlich geschützte Eigentumsrecht und die Berufsfreiheit verletzt, weil keine angemessene Vergütung für den angeordneten Weiterbetrieb und die hiermit verbundene Indienstnahme der Kraftwerksbetreiber sichergestellt sei.

Die Gemeinschaftskraftwerke Irsching GmbH, an der die Uniper Kraftwerke GmbH Mehrheitsgesellschafterin ist, hat im Februar 2016 zudem vor dem Landgericht Düsseldorf Klage gegen TenneT erhoben. Sie begehrt in dieser Klage die Anpassung des mit TenneT im Jahr 2013 geschlossenen Vertrags zur Konkretisierung der Vergütung eines Leistungsanteils bei netzstabilisierenden Maßnahmen des Kraftwerksblocks Irsching 5 des Gaskraftwerks Irsching und damit eine Anpassung der Vergütung für bereits in der Vergangenheit erbrachte netzstabilisierende Maßnahmen. Sie macht diesbezüglich auch einen Zahlungsanspruch in Höhe von ca. € 89,7 Mio. zzgl. Zinsen gegen TenneT geltend.

Ferner hat die Uniper Kraftwerke GmbH im April 2016 Klage vor dem Landgericht Bayreuth gegen TenneT im Hinblick auf die Vergütung für Redispatcheinsätze des Kraftwerks Franken in den Jahren 2013 und 2014 erhoben. Zwischen den Parteien ist streitig, in welcher Höhe auf Grundlage der geltenden gesetzlichen Regelungen eine angemessene Vergütung für Redispatcheinsätze geschuldet ist. Die Uniper Kraftwerke GmbH macht diesbezüglich einen Zahlungsanspruch in Höhe von ca. € 18,8 Mio. zzgl. Zinsen gegen TenneT geltend.

(iii) Schiedsverfahren zu Gastransport-/Kapazitätsvertrag

Die UGC ist Beklagte in einem Schiedsverfahren vor dem Internationalen Schiedsgerichtshof der ICC. Mit der am 24. Juni 2015 beim Sekretariat des Internationalen Schiedsgerichtshofs der ICC eingegangenen Schiedsklage hat die Klägerin die UGC auf Zahlung von Entgelt in Höhe von ca. € 2,8 Mio. aus einem Gastransport-/Kapazitätsvertrag sowie auf Feststellung einer Zahlungspflicht in Höhe von ca. € 43,4 Mio. während der Restlaufzeit des vorgenannten Vertrags verklagt. Der Streit gründet sich auf einem zwischen den Parteien (bzw. ihren Rechtsvorgängern) abgeschlossenen Gastransport-/Kapazitätsvertrag vom Januar 2006 und einer Vertragsänderung vom Dezember 2012. Darin vereinbarten die UGC und die Klägerin den Transport von Gas mit einer Laufzeit bis zum 31. Dezember 2021, wonach die UGC der Klägerin ein monatliches Entgelt in Höhe von ca. € 550.000 für den Gastransport zu bezahlen hat. Die UGC kündigte den Transport-/Kapazitätsvertrag mit der Klägerin zum 31. Dezember 2014, woraufhin die Klägerin die Kündigung der UGC mit dem Hinweis auf die Vertragslaufzeit bis 31. Dezember 2021 zurückwies. Die UGC stellte gemäß ihrer Kündigung zum Januar 2015 die Zahlung des Entgelts aus dem Transport-/Kapazitätsvertrag mit der Klägerin ein. Die Klägerin leitete daraufhin gegen die UGC ein schiedsgerichtliches Klageverfahren vor dem Internationalen Schiedsgerichtshof der ICC ein. Das Schiedsgericht hat sich bisher noch nicht gebildet. Der Streitwert des Verfahrens beträgt ca. € 46 Mio.

(iv) Drohendes Schiedsverfahren in Schweden

Im Oktober 2007 schloss eine schwedische Gesellschaft der Uniper Gruppe zwei Projektverträge, die beide zusammen genommen der Implementierung eines Projekts im Kernkraftwerk in Oskarshamn dienen. Ein Projektvertrag wurde beendet. Der zweite Vertrag, der mit einem aus drei Unternehmen bestehenden Auftragnehmerkonsortium geschlossen wurde, zielte vor allem auf eine Erhöhung der Sicherheit („Safety Upgrade“). Das Projekt sollte ursprünglich 2012 fertiggestellt sein, verzögerte sich jedoch erheblich.

Ende 2015 einigten sich die schwedische Gesellschaft und das Auftragnehmerkonsortium darauf, den zweiten Vertrag zu beenden; lediglich Arbeiten die für eine spätere Außerdienststellung des Kraftwerksblocks noch erforderlich sind, sollten zu Ende geführt werden. Ein letzter Streitpunkt sind

Forderungen von insgesamt ca. € 100 Mio., die das Auftragnehmerkonsortium gegen die schwedische Gesellschaft geltend macht und dies vor allem mit verschiedenen Verzögerungen im Projektablauf begründet, die die schwedische Gesellschaft als Auftraggeber nach Auffassung des Auftragnehmerkonsortium zu vertreten habe. Die schwedische Gesellschaft und das Auftragnehmerkonsortium haben einen Vergleich abgeschlossen, wonach das Auftragnehmerkonsortium auf sämtliche Ansprüche gegen eine Zahlung in Höhe von netto € 5,0 Mio. durch die schwedische Gesellschaft verzichtet.

(v) Gerichtsverfahren mit einem Übertragungsnetzbetreiber wegen Zahlung der EEG-Umlage

Die RuhrEnergie GmbH wurde vor dem Landgericht Essen von einem Übertragungsnetzbetreiber im Wege einer Stufenklage auf Auskunft und Vorlage einer Wirtschaftsprüferbescheinigung über die von der Beklagten an Letztverbraucher gelieferte Strommengen sowie auf Abnahme und Vergütung dieser Strommengen auf Grundlage der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden EEG-Quote verklagt. Gegenstand des Rechtsstreits war die Reichweite der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten der Beklagten als Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber dem Kläger als Übertragungsnetzbetreiber nach dem EEG und die damit verbundene Frage der anschließenden Belastung der Beklagten mit der EEG-Umlage hinsichtlich gelieferter Strommengen an Letztverbraucher. Die RuhrEnergie GmbH wendete gegen die geltend gemachten Ansprüche ein, dass diese verjährt seien. Gleichzeitig verkündete die Beklagte von dem Rechtsstreit betroffenen Endverbrauchern den Streit mit der Begründung, dass jedenfalls ihre Kosten nach dem gesetzlichen EEG-Belastungsausgleich von den jeweiligen Streitverkündeten zu tragen seien.

Das Landgericht Essen hat mit einem im Mai 2015 verkündeten Teilurteil der Stufenklage auf Erteilung der Auskunft stattgegeben. Eine grundsätzliche Mitteilungs- und Veröffentlichungspflicht in Bezug auf Stromlieferungen an Letztverbraucher wurde bejaht. Eine Verjährung lag nach Auffassung des Gerichts mangels Kenntnis bzw. grob fahrlässiger Unkenntnis des Übertragungsnetzbetreibers nicht vor. Die RuhrEnergie GmbH hat daraufhin im Juli 2015 vor dem Oberlandesgericht Hamm Berufung eingelegt und in ihrer Berufungsbegründung vom November 2015 u. a. ausgeführt, dass die Ausführungen des Landgerichts Essen hinsichtlich der den Verjährungsbeginn auslösenden Kenntnis bzw. grob fahrlässigen Unkenntnis unzutreffend sind. Daraufhin hat die Klägerin und Berufungsbeklagte im Juni 2016 auf die Berufungsbegründung erwidert.

11.13 VERSICHERUNGEN

Bis zum Wirksamwerden der Abspaltung waren die Aktivitäten der Uniper Gruppe in den globalen Unternehmensversicherungsschutz des E.ON-Konzerns einbezogen (sog. Konzern-Versicherungen). Daneben bestanden für die Uniper Gruppe individuelle Einzelpolicen. Im Rahmen der Abspaltung hat die Uniper Gruppe Vorkehrungen für einen eigenständigen Versicherungsschutz getroffen.

Im Rahmen von koordinierten Versicherungsprogrammen oder vereinzelt separaten Policen verfügt die Uniper Gruppe nach Wirksamwerden der Abspaltung über einen Versicherungsschutz, der insbesondere folgende Bereiche abdeckt: Betriebs- und Produkthaftpflichtversicherung bei etwaigen Sach-, Personen- und/oder Vermögensfolgeschäden Dritter, Umwelthaftpflicht- und Umweltschadenversicherung bei Umweltschäden aus Störfällen und eingeschränkt auch aus dem Normalbetrieb, Sachversicherung, insbesondere Feuer-, Maschinen-, Elementarschaden- und Betriebsunterbrechungsversicherung, vereinzelt Kreditversicherungen für Kundenverbindlichkeiten, Vertrauensschadenversicherung (Deckung für Vermögensschäden des Unternehmens aus unerlaubten Handlungen von Betriebsangehörigen oder sonstigen Vertrauenspersonen). Sie wird weiterhin über eine Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung für Unternehmensleiter (D&O-Versicherung) zur Absicherung der Organe gegen Inanspruchnahmen aufgrund einer Sorgfaltspflichtverletzung und in den USA über eine sog. *Employment Practices Liability Insurance* (deckt u. a. die Haftpflicht des Arbeitgebers oder seiner Organe bei Ansprüchen wegen Diskriminierung am Arbeitsplatz oder rechtswidriger Beendigung des Arbeitsverhältnisses) verfügen.

Die Uniper Gruppe geht davon aus, dass sie über einen ausreichenden Versicherungsschutz zu angemessenen Prämien verfügt. Der Versicherungsschutz wird regelmäßig überprüft und bei Bedarf angepasst. Es kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Gesellschaft oder eine ihrer Tochtergesellschaften Schäden erleidet, die von den bestehenden Versicherungen nicht oder nur teilweise abgedeckt sind oder abgedeckt werden können bzw. welche die vereinbarten Deckungslimits übersteigen.

Dies gilt insbesondere in Bezug auf die Haftung für etwaige Störfälle beim Betrieb der schwedischen Kernenergieanlagen. Darüber hinaus ist nicht garantiert, dass die Uniper Gruppe auch zukünftig in der Lage sein wird, einen dann ausreichenden Versicherungsschutz zu angemessenen Konditionen zu erhalten.

Für das Versicherungsmanagement der Uniper Gruppe ist die Uniper Risk Consulting GmbH, eine 100 %ige Tochter der Gesellschaft, verantwortlich (siehe „12. Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Unternehmen und Personen — 12.1.6 Vereinbarung zum Versicherungsschutz“).

11.14 RISIKOMANAGEMENT

11.14.1 Überblick

Die Uniper Gruppe steuert ihre Risiken über ein umfassendes Unternehmensrisikomanagement-System. Dieses System besteht aus mehreren Bestandteilen, die bei der Identifizierung, Bewertung, Verwaltung und Überwachung der wesentlichen Risiken, die Auswirkungen auf die wirtschaftlichen Ziele der Uniper Gruppe haben, zusammenarbeiten. Zweck dieses Systems ist es:

- die rechtlichen und regulatorischen Anforderungen zu erfüllen (z. B. das Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich);
- den Bestand der Uniper Gruppe durch die Berücksichtigung der zur Verfügung stehenden finanziellen Ressourcen zu sichern;
- den Unternehmenswert durch das ganzheitliche aktive Risikomanagement zu schützen; und
- bei wichtigen Entscheidungen und Prozessen einschließlich Investitionen, Kapitalzuweisungen und Unternehmensplanung durch die Berücksichtigung der Risiken/Nutzen einen Mehrwert zu schaffen.

Wesentliche Bestandteile des Unternehmensrisikomanagement-System der Uniper Gruppe sind:

- ein Netzwerk erfahrener Risikomanager in der gesamten Organisation;
- ein zentrales Risikobestandsverzeichnis, in dem alle bekannten Risiken erfasst und von dem aus sie transparent und für wesentliche Interessengruppen verständlich gemacht werden;
- eine interne Führungsstruktur und damit verbundene Infrastruktur, durch die die aktive Verwaltung von Risiken auf allen Ebenen der Organisation ermöglicht wird;
- ein Konzept zur Risikotragfähigkeit;
- ein Compliance-System, mit dem sichergestellt wird, dass Entscheidungen im Einklang mit dem Gesetz und externer Regulierung getroffen werden;
- ein internes Kontrollsystem, das aus einer Reihe von Maßnahmen zur Prävention, Erkennung und Minderung von Risiken, einschließlich bestandsgefährdender Risiken, besteht und den Anforderungen von § 91 Abs. 2 AktG genügt; und
- die Durchsetzung einer starken Risikokultur auf allen Organisationsebenen.

11.14.2 Governance

(i) Vorstand

Der Vorstand der Gesellschaft trägt letztlich die oberste rechtliche Verantwortung für das konzernweite Unternehmensrisikomanagement-System der Uniper Gruppe. Er ist verantwortlich für den Aufbau und die Kontrolle der Wirksamkeit eines Unternehmensrisikomanagement-Systems zur Verwaltung aller Risiken der Uniper Gruppe. Der Vorstand der Gesellschaft richtet den Risikoausschuss der Uniper Gruppe ein, ernennt seine Mitglieder und genehmigt seine Geschäftsordnung. Er legt das Konzept zur Tragfähigkeit unternehmerischer Risiken der Uniper Gruppe sowie die Gesamtrisikogrenzen für die Risikotypen, für die der Risikoausschuss eine Festlegung von Grenzen als bedeutsam erachtet, fest.

(ii) Aufsichtsrat

Der Aufsichtsrat ist für die Überwachung des Vorstands verantwortlich. Dies beinhaltet die Überwachung der Einhaltung der wesentlichen gesetzlichen Bestimmungen und die Einführung eines effektiven Systems zur Identifizierung von Risiken, die den Bestand der Uniper Gruppe

gefährden könnten. Daneben berät der Aufsichtsrat den Vorstand der Uniper Gruppe zu allgemeinen Risikomanagementansätzen und gegebenenfalls auch zu konkreten Handlungen hinsichtlich spezieller Risiken und Chancen.

(iii) Risikoausschuss

Der Vorstand hat seine risikobezogenen Aufgaben an einen Risikoausschuss delegiert. Der Risikoausschuss ist das oberste Beschlussorgan für alle risikorelevanten geschäftlichen Leitungsentscheidungen. Mit der Unterstützung durch die entsprechenden fachlichen Teams deckt der Risikoausschuss alle wesentlichen Unternehmensrisiken, die für die wirtschaftliche und finanzielle Steuerung der Uniper Gruppe relevant sind, ab. Die zentrale Aufgabe des Risikoausschusses liegt in der Festsetzung einer Governance und Infrastruktur für Risikomanagement, mit der sich die unternehmerischen Risiken auf allen Organisationsebenen verwalten lassen.

(iv) Funktionale/Operative Verantwortung

Risiken werden auf Grundlage der funktionalen Organisation der Uniper Gruppe identifiziert, bewertet und verwaltet. Die Zuständigkeit für Risiken wird dem funktionalen Team zugewiesen, das zur Verwaltung des entsprechenden Risikos am besten geeignet ist.

11.14.3 Compliance

(i) Überblick

Zur effektiveren Handhabung von Compliance-Risiken und zur Unterstützung von regelkonformem Handeln wurde für die gesamte Uniper Gruppe ein Compliance-Management-System eingeführt.

Compliance-Risiken können insbesondere in den folgenden Bereichen entstehen: Anti-Bestechung und Anti-Korruption, Anti-Geldwäsche, Kartellrecht und Kapitalmarktrecht/Insiderhandel. Die relevanten Bereiche und spezifischen Risiken werden regelmäßig durch die Compliance-Funktion innerhalb einer Compliance-Risikobewertung überprüft.

Die wichtigsten Elemente und Tätigkeiten des Compliance-Management-Systems sind:

- Bereitstellung eines Ansprechpartners für Compliance-Anfragen (intern und extern);
- die Schulung der Mitarbeiter in Bezug auf die Compliance-Themen sowie weitere Informationen der Mitarbeiter über die Entwicklungen in diesen Bereichen;
- die Erstellung von Richtlinien, Prozessen und Verfahren zur effizienten Verwaltung der relevanten Themenbereiche und Risiken;
- die Identifizierung, Dokumentation und Bewertung der Compliance-Risiken im Zusammenhang mit der Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe sowie der Schaffung von Verfahren und Maßnahmen zur Aufdeckung und Analyse möglicher Mängel und Besonderheiten;
- die Koordinierung der Untersuchung, Bewertung, Beseitigung und Sanktionierung von Compliance-Verstößen sowie die Einführung und Pflege einer sog. *Whistleblower-Hotline*; und
- die Überwachung der Umsetzung des Compliance-Management-Systems innerhalb der Geschäftsbereiche und Rechtsträger sowie die Sicherstellung der Erfüllung der Compliance-Berichtspflichten, die im Rahmen des Compliance-Management-Systems definiert sind.

Der Chief Compliance Officer informiert den Vorstand und den Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats zweimal im Jahr durch Erstellung eines Compliance Berichts. Bei wesentlichen Compliance Verstößen werden beide Gremien unverzüglich in Kenntnis gesetzt.

(ii) Internes Kontrollsystem (IKS)

Interne Kontrollen sind ein integraler Bestandteil der definierten Prozesse innerhalb der Uniper Gruppe. Richtlinien definieren einheitliche Anforderungen und Verfahren für die gesamte Uniper Gruppe. Diese Richtlinien umfassen eine Definition des Anwendungsbereichs der Richtlinien, einen Risikokatalog (IKS Modell), Standards für den Aufbau, die Dokumentation sowie die Bewertung interner Kontrollen, einen Katalog von IKS-Prinzipien, eine Beschreibung der Testaktivitäten der Innenrevisionsfunktion und eine Beschreibung des abschließenden Freizeichnungsprozesses.

Die Dokumentation und Auswertung von internen Kontrollen sowie des Freizeichnungsprozesses werden innerhalb einer konzernweiten IT-Anwendung durchgeführt. Die Einhaltung dieser Vorschriften zielt darauf, die Risiken im Zusammenhang mit wichtigen Geschäftsprozessen, der Rechnungslegung und der Compliance zu minimieren.

11.15 CORPORATE RESPONSIBILITY

Die Uniper Gruppe ist sich ihrer Verantwortung (*Corporate Responsibility*) gegenüber verschiedenen Anspruchsgruppen bewusst. Die Gesellschaft ist davon überzeugt, unternehmerisch auf Dauer nur erfolgreich sein zu können, wenn ökonomische Entwicklungen mit ökologischer und gesellschaftlicher Verantwortung in Einklang gebracht werden.

Die Übernahme von Verantwortung bedeutet generell, für die Folgen und Beweggründe seines Handelns und Nicht-Handelns gegenüber anderen und sich selbst einzustehen. Unternehmerische Verantwortung begreift die Uniper Gruppe als Managementaufgabe, die gewährten Freiheiten des (unternehmerischen) Handelns so zu nutzen, dass die Bedingungen künftiger Freiheit erhalten bleiben und nicht zerstört werden. Grundlage dafür bildet die kontinuierliche und systematische Identifizierung und Bewertung gesellschaftlicher Erwartungen und Entwicklungen hinsichtlich ihrer gegenwärtigen und zukünftigen Bedeutung für die Uniper Gruppe. Die Ergebnisse der Auswertung finden laufend Eingang in die Unternehmensstrategie und -aktivitäten.

Die Uniper Gruppe plant für die Zukunft, transparent und nach anerkannten Standards über wesentliche Entwicklungen ihrer unternehmerischen Verantwortung zu berichten.

11.16 INFORMATIONSTECHNOLOGIE

Die Informationstechnologie spielt für die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe eine wesentliche Rolle. Das Portfolio der IT-Anwendungen deckt ein breites Spektrum ab, von standardisierten Systemen für die Planung der Unternehmensressourcen innerhalb der Uniper Gruppe bis hin zu hoch individualisierten Systemen, die spezifische Prozesse innerhalb einzelner Geschäftsbereiche erfassen.

Insbesondere in Kerngeschäftsbereichen verwendet die Uniper Gruppe Speziallösungen. Spezielle IT-Lösungen werden in der Betriebssteuerung der Kraftwerke, in der Steuerung von Strom- und Gasnetzen sowie von Gasspeicheranlagen eingesetzt und mit Prozessleittechnik kombiniert. Diese IT-Systeme sind ein unverzichtbarer Bestandteil für den reibungslosen Betrieb und die Optimierung der jeweiligen Anlagen. Zusätzlich werden hochentwickelte Überwachungssysteme genutzt, um die in den Anlagen auftretenden Besonderheiten, wie beispielsweise Turbinenvibrationen, auszuwerten, die Instandhaltung zu optimieren und Störungen vorauszusagen, um im Idealfall ungeplante Ausfälle zu verhindern. Der Instandhaltungsprozess selbst wird von Systemen (*Plant Maintenance Systems*) unterstützt, welche u. a. die Anlagendokumentation enthalten und somit bei Bedarf den Technikern vor Ort Inspektionen oder Reparaturen erleichtern. Diese Systeme sind auch von essentieller Bedeutung für die Gesundheits- und Sicherheitsvorkehrungen der Mitarbeiter und Vertragsarbeiter während der Überprüfung der Kraftwerksanlagen. Je nach Anforderungen der Kraftwerke werden weitere spezifische Anwendungen eingesetzt, beispielsweise für Kraftstoffregulierungen oder chemische Auswertungen.

Der Betrieb von Kernkraftwerken erfordert darüber hinaus aufgrund von behördlichen Anordnungen und höchsten Sicherheitsanforderungen eine spezielle IT. Das Betriebsführungssystem unterstützt hierbei zentrale Funktionen im Betriebsablauf. Mit Hilfe des Betriebsführungssystems werden die wesentlichen operativen Prozesse gesteuert und überwacht. Diese für ein Kernkraftwerk benötigten Systeme und Anwendungen werden je nach Gefährlichkeit in gestuften Sicherheitszonen über Firewalls für den Zugang von außen abgeschirmt und unterliegen den Regelungen zur kritischen Infrastruktur.

Im Segment Globaler Handel wird auf eine Reihe von spezialisierten Energiehandels- und Risikoüberwachungs-Lösungen (*Energy Trading and Risk Management*) zurückgegriffen. U.a. kommen mehrere Produkte der Firma Openlink zum Einsatz, um die Anforderungen für den Handel auf den globalen Energiemärkten, das Risiko-Management, die Optimierung sowie das regulatorische Reporting professionell und mit hoher Geschwindigkeit zu erfüllen. Einige dieser Systeme unterliegen den Vorgaben und Regelungen der BaFin.

Um die Bedürfnisse der Marktpartner und Kunden in den Mittelpunkt zu stellen und besser bedienen zu können, werden auch in den Unternehmensbereichen Vertrieb (Großkunden) sowie Gasspeicher neben Teilen der vorgenannten IT-Lösungen zunehmend digitale Kanäle und Kundenportale eingesetzt.

Auf der Grundlage eines Partnerschaftsvertrags zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH, der Uniper Holding GmbH, einer 100 %igen Tochtergesellschaft der Gesellschaft, und der EBS erbringt diese für eine Übergangszeit Dienstleistungen in den Bereichen IT, HR und Rechnungswesen sowohl für den E.ON-Konzern als auch für die Uniper Gruppe. Die IT-Dienste der Uniper Gruppe werden für eine Übergangszeit im Wesentlichen von der EBS wahrgenommen. Zwischen der Uniper Gruppe und der EBS bestehen hierfür der Partnerschaftsvertrag sowie die Rahmenverträge IT/HR/FS, welche u. a. die grundlegenden Dienstleistungen im Bereich der Informationstechnologie, wie Infrastruktur sowie Anwendungsbetrieb erfassen. Darüber hinaus werden für bestimmte IT-Projekte projektspezifische Verträge vereinbart. Für die Erbringung der IT-Infrastrukturdienstleistungen (z. B. Rechenzentrumsbetrieb, Störungsmanagement, Telefonie und Netzwerke) stützt sich die EBS im Wesentlichen auf die IT-Dienstleistungsanbieter Hewlett Packard und T-Systems. In dem Umfang, in dem nach Ende der Vertragslaufzeit weiterhin Services von EBS an Uniper Gruppe erbracht werden sollen, werden die Parteien einen entsprechenden Vertrag rechtzeitig vor Ablauf der Vertragslaufzeit des Uniper IT-Rahmenvertrags schließen.

11.17 WESENTLICHE VERTRÄGE

Nachfolgend werden Verträge dargestellt, bei denen die Gesellschaft oder eine sonstige Gesellschaft der Uniper Gruppe Vertragspartei ist und die für die Uniper Gruppe von wesentlicher Bedeutung sind:

11.17.1 Abspaltungsvertrag

(i) Inhalt

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben am 18. April 2016 einen notariell beurkundeten Abspaltungs- und Übernahmevertrag geschlossen, unter dem die E.ON SE sämtliche Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH (die ihrerseits 53,35 % der Anteile an der Uniper Holding GmbH hält) im Wege der Abspaltung zur Aufnahme auf die Gesellschaft überträgt. Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag am 24. Mai 2016 zugestimmt und die Hauptversammlung der E.ON SE hat dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag am 8. Juni 2016 zugestimmt. Die Abspaltung wird mit Eintragung in das Handelsregister der E.ON SE wirksam. Dabei kommt der Abspaltung eine wirtschaftliche Rückwirkung zu, d. h. der Übergang der Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Gesellschaft wird so behandelt, als sei er bereits mit Wirkung zum Abspaltungsstichtag – dem 1. Januar 2016, 0:00 Uhr – erfolgt. Falls die Abspaltung nicht bis zum Ablauf des 28. Februar 2017 in das Handelsregister der E.ON SE eingetragen sein sollte, verschiebt sich der Abspaltungsstichtag auf den 1. Januar 2017, 0:00 Uhr. Bei einer weiteren Verzögerung der Eintragung über den 28. Februar des Folgejahres hinaus verschiebt sich der Abspaltungsstichtag jeweils um ein Jahr. Als Gegenleistung für die Übertragung der Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Gesellschaft erhalten die Aktionäre der E.ON SE entsprechend ihrer bisherigen Beteiligung an der E.ON SE für je zehn (10) Aktien an der E.ON SE eine (1) Aktie an der Gesellschaft. Die zu gewährenden Aktien an der Gesellschaft werden im Zuge einer Erhöhung des Grundkapitals der Gesellschaft geschaffen.

Die E.ON SE ist, vorbehaltlich einer abweichenden Verteilung von Lasten und Haftungen unter der Rahmenvereinbarung (siehe „11.17 Wesentliche Verträge — 11.17.2 Rahmenvereinbarung“), verpflichtet, die Gesellschaft auf erste Anforderung von der jeweiligen Verbindlichkeit, Verpflichtung oder Haftung freizustellen, wenn und soweit die Gesellschaft aufgrund der Bestimmungen in § 133 des UmwG oder anderer Bestimmungen von Gläubigern für Verbindlichkeiten, Verpflichtungen oder Haftungsverhältnisse der E.ON SE in Anspruch genommen wird, die unter dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag nicht auf die Gesellschaft übertragen werden. Hierbei handelt es sich um eine übliche Regelung zwischen den an einer Abspaltung beteiligten Gesellschaften zum Innenausgleich der gesetzlich angeordneten Haftung gemäß § 133 UmwG. Die Gesellschaft haftet gemäß § 133 Abs. 1 und 3 UmwG gesamtschuldnerisch mit der E.ON SE für die bei der E.ON SE verbleibenden Verbindlichkeiten, die vor dem Wirksamwerden der Abspaltung begründet worden sind, wenn sie vor Ablauf von fünf Jahren nach der Bekanntmachung der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE fällig und daraus Ansprüche gegen die Gesellschaft in einer in § 197 Abs. 1 Nr. 3 bis 5 des BGB bezeichneten Art festgestellt sind oder eine gerichtliche oder behördliche Vollstreckungshandlung vorgenommen oder beantragt wird. Bei öffentlich-rechtlichen Verbindlichkeiten genügt der Erlass eines Verwaltungsakts. Für Versorgungsverpflichtungen aufgrund des Betriebsrentengesetzes verlängert sich die genannte Frist von fünf Jahren auf zehn Jahre. Die

spiegelbildliche Haftung der E.ON SE gemäß § 133 Abs. 1 und 3 UmwG für auf die Gesellschaft übertragene Verbindlichkeiten und die entsprechende Freistellungsverpflichtung der Gesellschaft unter dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag ist praktisch nicht relevant, da im Rahmen der Abspaltung keine Verbindlichkeiten auf die Gesellschaft übertragen werden.

Die E.ON SE gewährleistet zum Zeitpunkt der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE, dass sie Inhaberin der Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH ist, dass sie frei über diese Anteile verfügen kann und dass diese nicht mit Rechten Dritter belastet sind.

Basierend auf einem vorangehenden Beschluss des Vorstands vom 2. August 2016, hat die Hauptversammlung der Gesellschaft am 19. August 2016 in einem Beschluss bekräftigt, dass sie an ihrem Beschluss vom 24. Mai 2016 hinsichtlich des Abschlusses des Abspaltungs- und Übernahmevertrags auch im Hinblick auf die danach erfolgte Erklärung der Bundesregierung vom 1. Juni 2016 zur Umsetzung der Empfehlung der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs vom 27. April 2016 (zum Inhalt der Erklärung der Bundesregierung siehe *“13. Energierechtliche Rahmenbedingungen – 13.3 Energierechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland - 13.3.3(vi) Haftungsrechtliche Aspekte – Nachhaftung für atomrechtliche Pflichten der Betreiber von Kernkraftwerken”*) festhält, da die Abspaltung auch unter Berücksichtigung dieser Erklärung im Interesse der Gesellschaft ist. Der Aufsichtsrat hat das Vorgehen zum weiteren Vollzug in seiner Sitzung vom 29. August 2016 zustimmend zur Kenntnis genommen.

(ii) Darstellung Vorteile

Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag stellt die Gewährung besonderer Vorteile im Sinne des § 126 Abs. 1 Nr. 8 UmwG in beschreibender Form dar.

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hat den Vorstandsmitgliedern der Gesellschaft im März 2016 eine Sonderinzentivierung zugesagt, deren Auszahlung voraussetzt, dass die Abspaltung bis spätestens Ende März 2017 in das Handelsregister der E.ON SE eingetragen worden ist. Die Höhe der Auszahlung hängt u. a. von der Marktkapitalisierung, dem Rating und dem Unternehmenswert der Gesellschaft im Vergleich zu einer definierten Referenzgruppe (sog. *Peer Group*) sowie von den individuellen Beiträgen der Vorstandsmitglieder ab, die der Aufsichtsrat im Wege einer Ermessensbeurteilung berücksichtigt. Für Herrn Klaus Schäfer beträgt der Zielwert € 1,24 Mio. und für die Herren Christopher Delbrück, Keith Martin und Eckhardt Rümmler je € 700.000. Der Auszahlungsbetrag kann zwischen 50 % und 150 % des Zielwerts liegen. Die Gewährung der Sonderinzentivierung steht unter der Bedingung, dass die Vorstandsmitglieder sich zum Aufbau eines Aktienbestands in Uniper-Aktien im Rahmen von Aktienhalteverpflichtungen bereit erklären. Hiernach sind die Mitglieder des Vorstands verpflichtet, Uniper-Aktien im Wert von 100 % ihrer jährlichen Grundvergütung aufzubauen und die erworbenen Aktien während ihrer Amtszeit zu halten. Der Zeitraum für den Aufbau des entsprechenden Aktienbestands beträgt maximal vier Jahre ab dem Zeitpunkt der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE.

Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag stellt dar, welche Ämter im Vorstand und im Aufsichtsrat der Gesellschaft mit Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE besetzt worden sind.

Weiterhin stellt der Abspaltungs- und Übernahmevertrag dar, dass das Long Term Incentive Programm der E.ON SE („**E.ON LTI**“) mit Wirksamwerden der Abspaltung im Hinblick auf Herrn Klaus Schäfer, Herrn Christopher Delbrück und Herrn Eckhardt Rümmler vorzeitig abgerechnet und die insoweit noch laufenden E.ON LTI-Tranchen ausgezahlt werden. Dies hat zur Konsequenz, dass die den Herren Klaus Schäfer, Christopher Delbrück und Eckhardt Rümmler zugeteilten virtuellen E.ON-Aktien auf Basis des zum vorzeitigen Laufzeitende ermittelten Endkurses der E.ON-Aktie und eines vorzeitig ermittelten Dividenden-Äquivalents abgerechnet werden.

Schließlich stellt der Abspaltungs- und Übernahmevertrag dar, dass die E.ON SE und die Gesellschaft beabsichtigen, im Zusammenhang mit der Börsenzulassung der Aktien der Gesellschaft eine marktübliche Versicherung für die typischerweise mit einer Börsenzulassung verbundenen Risiken abzuschließen. In den Versicherungsschutz werden u. a. auch die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats der E.ON SE und der Gesellschaft einbezogen.

Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag stellt die Folgen der Abspaltung für die Arbeitnehmer und Arbeitnehmervertreter in beschreibender Form dar. Es wird insbesondere dargestellt, dass hinsichtlich der Uniper Gruppe gruppenweite Optimierungsprogramme mit dem Ziel umfassend geprüft

werden, diese bis 2018 abzuschließen. Außerdem beabsichtigt die Uniper Gruppe, Portfolio-Verkäufe im Wert von mehr als € 2 Mrd. durchzuführen. Insgesamt wird sich durch diese Maßnahmen die Zahl der Beschäftigten in der Uniper Gruppe reduzieren.

Grundsätzlich trägt die E.ON SE die mit der Beurkundung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags und seiner Durchführung bis zur Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE entstehenden Kosten, einschließlich der Kosten des gemeinsamen Spaltungsberichts, der Spaltungsprüfung, der geplanten Börsenzulassung sowie der jeweils dazugehörenden Kosten für Berater und Banken.

Die mit der Beurkundung und Durchführung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags entstehenden Verkehrsteuern (insbesondere Grunderwerbsteuern) trägt grundsätzlich die Gesellschaft. Im Übrigen trägt die durch Beurkundung und Durchführung des Abspaltungs- und Übernahmevertrags anfallenden Steuern diejenige Partei, die nach dem Steuergesetz der Steuerschuldner ist. Dies gilt insbesondere, soweit die Abspaltung zu einem Verstoß gegen grunderwerbsteuerliche Sperrfristen führt.

11.17.2 Rahmenvereinbarung

(i) Inhalt

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben am 18. April 2016 eine Rahmenvereinbarung abgeschlossen, die dem zwischen beiden Gesellschaften abgeschlossenen Abspaltungs- und Übernahmevertrag als Anlage beigefügt ist. Die Rahmenvereinbarung dient dem Zweck der Vollendung der konzerninternen Umstrukturierung zur Herstellung der Unternehmensbereiche E.ON und Uniper unterhalb der E.ON SE. Sie enthält ergänzende Regelungen zu noch nicht vollständig geregelten Sachverhalten im Zusammenhang mit der Herstellung der Unternehmensbereiche. Soweit Sachverhalte bereits Gegenstand einer abschließenden Regelung zwischen den Parteien waren, ist die Rahmenvereinbarung darauf nicht anwendbar.

Es besteht der Grundsatz, dass die Vermögensgegenstände, die zum 1. Januar 2016 dem Uniper Unternehmensbereich, dem E.ON Unternehmensbereich oder, zumindest vorübergehend, beiden Unternehmensbereichen zugeordnet waren, abschließend zugeordnet wurden.

Sofern Sicherheitsleistungen bestehen, die durch Gesellschaften des einen Unternehmensbereichs für Gesellschaften des anderen Unternehmensbereichs erbracht wurden, sind diese grundsätzlich abzulösen. In jedem Fall ist jedoch – soweit nicht ausdrücklich anders vorgesehen – die die Sicherheit leistende Gesellschaft von der Obergesellschaft des anderen Unternehmensbereichs von der Inanspruchnahme aus der Sicherheitsleistung freizustellen.

Da zahlreiche Gesellschaften der Uniper Gruppe bis zum 31. Dezember 2015 in den steuerlichen Organkreis des E.ON-Konzerns einbezogen waren, soll bei nachträglichen Veränderungen der Steuerveranlagung einer Gesellschaft der Uniper Gruppe, welche die Steuerjahre bis einschließlich 2015 betreffen, die sich unmittelbar auf die Steuerposition der E.ON SE auswirken, die Gesellschaft steuerliche Minderbelastungen, die zahlungsmittelwirksam vereinnahmt werden und die mit einer nachträglichen Erhöhung der Steuerfestsetzung der E.ON SE in Zusammenhang stehen, an die E.ON SE erstatten. Entsprechendes gilt im Falle von steuerlichen Mehrbelastungen der Gesellschaft, die aus einer nachträglichen Verminderung der Steuerfestsetzung der E.ON SE resultieren; solche Mehrbelastungen der Gesellschaft sind von der E.ON SE zu erstatten.

Darüber hinaus bestehen Verhaltens- und Erstattungspflichten im Zusammenhang mit nachträglich von der Finanzverwaltung nicht anerkannten Organschaftsverhältnissen sowie im Zusammenhang mit ertragsteuerlichen Sperrfristen, die auf Anteilen an Gesellschaften der Uniper Gruppe lasten und die im Falle eines Sperrfristverstoßes zu einer Erhöhung des steuerpflichtigen Einkommens der E.ON SE oder einer anderen Gesellschaft des E.ON-Konzerns führen. Des Weiteren bestehen Verhaltens-, Mitwirkungs- und Informationspflichten im Zusammenhang mit der Erstellung von Steuererklärungen, Steueranmeldungen, Einlegung von Rechtsbehelfen und der Führung von Finanzgerichtsprozessen.

Sämtliche steuerlichen Erstattungsansprüche können nur bei Überschreitung einer Mindestgrenze von € 1 Mio. (steuerliche Bemessungsgrundlage je Einzelanspruch) geltend gemacht werden.

(ii) Allgemeine Haftungsregelung

Jede Vertragspartei haftet grundsätzlich für die ihrem Unternehmensbereich am bzw. ab dem 1. Januar 2016 zugeordneten Risiken, Verbindlichkeiten, Gesellschaften und Vermögensgegenstände.

Ausnahmen davon bestehen nur, wenn eine Verbindlichkeit durch die jeweils andere Vertragspartei und den ihr zugeordneten Unternehmensbereich nach dem 1. Januar 2016 verursacht wurde.

Im Rahmen von Kooperationspflichten besteht die Verpflichtung durch geeignete Maßnahmen sicherzustellen, dass bei einer Verschiebung des Spaltungsstichtags das Zuteilungsverhältnis im Rahmen der Abspaltung nicht verändert wird.

Aus der Rahmenvereinbarung sind allein die Vertragsparteien berechtigt und verpflichtet und haben innerhalb ihrer jeweiligen Unternehmensbereiche für die Erfüllung der Pflichten aus der Rahmenvereinbarung zu sorgen. Nur soweit eine Gesellschaft oder Vermögensgegenstände nachträglich aus ihrem jeweiligen Unternehmensbereich ausgeschieden sind, kann eine Einwirkung auf diese nicht mehr verlangt werden. Soweit allerdings Ansprüche aus der Rahmenvereinbarung an die Zuordnung einer Gesellschaft oder eines Vermögensgegenstands zu einem Unternehmensbereich anknüpfen, entstehen diese Ansprüche auch, oder bleiben bestehen, wenn die betreffende Gesellschaft oder der betreffende Vermögensgegenstand aus dem jeweiligen Unternehmensbereich ausscheidet oder schon ausgeschieden ist.

Ansprüche unter der Rahmenvereinbarung verjähren zum Ablauf des 31. Dezember 2026.

11.17.3 Verträge zur Vermarktung des aus deutscher Kernenergie erzeugten Stroms durch die Uniper Global Commodities SE

Der Ein- und Verkauf von Strom wird nach der Abspaltung größtenteils sowohl für die Uniper Gruppe als auch für den E.ON-Konzern durch die UGC, eine Tochtergesellschaft der Uniper SE, wahrgenommen. Für den E.ON-Konzern gilt dies solange, bis er eine eigene Beschaffungs- und Vermarktungseinheit bzw. -funktion geschaffen hat, die den Einkauf und Verkauf anstelle der im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe aus dem E.ON-Konzern ausgeschiedenen UGC wahrnehmen wird. Zur Vermarktung des aus deutscher Kernenergie durch den E.ON-Konzern erzeugten Stroms durch die UGC bestehen zwischen der PreussenElektra (ehemals firmierend als E.ON Kernkraft GmbH), einer Enkelgesellschaft der E.ON SE, und der UGC eine Vielzahl von energiewirtschaftlichen Verträgen (siehe „12. Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Unternehmen und Personen — 12.1 Beziehungen zum E.ON-Konzern — 12.1.7 Einkauf und Verkauf von Strom und Gas“). Der zwischen der PreussenElektra und der UGC bestehende Stromlieferungs- und Dienstleistungsvertrag wurde mit Blick auf die Abspaltung zum 1. Januar 2016 geändert und in Teilen durch mehrere neue Verträge zwischen der UGC und der PreussenElektra für beide Parteien wertneutral ersetzt. Er regelt in der Hauptsache, dass die bereits an die UGC übertragenen Rechte zum Handel mit den Strommengen für die Jahre 2016 und 2017 (für die vollständige geplante Erzeugung) sowie für das Jahr 2018 (für die Hälfte der geplanten Erzeugung) seit dem 1. Januar 2016 in lieferbare und zeitlich begrenzte Handelsprodukte umgewandelt werden (sog. Standardhandelsprodukte). Zusätzliche Strommengen, die die vereinbarten Abnahmemengen in den Jahren 2016 bis 2018 übersteigen oder die in den Jahren nach 2018 produziert werden, werden auf Grundlage dieses Stromlieferungs- und Dienstleistungsvertrags nicht mehr verkauft: vielmehr werden diese sowie etwaige zukünftige Abweichungen von den geplanten Standardhandelsprodukten in den sog. Forward-Verträgen geregelt. Die Forward-Verträge sind Einzelverträge unter dem Standard Handelsrahmenvertrag der European Federation of Energy Traders („**EFET-Standardvertrag**“), die der PreussenElektra die Option einräumen, Strom zukünftig zu einem marktpreisbasierten Strompreis von der bzw. an die UGC zu kaufen bzw. zu verkaufen. Dadurch wird insbesondere sichergestellt, dass die UGC die durch die PreussenElektra vermarkteten Strommengen im Rahmen der Liquiditätslage an den Handelsmärkten abnimmt. In den Forward-Verträgen ist keine Exklusivität vereinbart, sodass PreussenElektra das Recht hat, Verträge mit Dritten bezüglich des Kaufs oder Verkaufs von Strommengen abzuschließen.

Daneben bestehen zwischen der PreussenElektra und der UGC folgende Verträge, die die kurzfristige Vermarktung sowie den Einsatz der Kernkraftwerke durch die UGC regeln:

- Day-Ahead-Verträge, in denen Abweichungen zwischen der Forward- und der Day-Ahead-Planung geregelt werden;
- Ein Dienstleistungsvertrag, der die Erbringung von verschiedenen Dienstleistungen der Uniper Commodities SE für die PreussenElektra im Zusammenhang mit dem Betrieb der Kernkraftwerke regelt;
- Ein Flexibilitätsvertrag, der der UGC das Recht einräumt, im Tagesgeschäft die tatsächliche Erzeugung im Vergleich zu den geplanten Erzeugungsmengen zu ändern; und

- Ein Reserveleistungs- und -lieferungsvertrag, in dem sich die UGC verpflichtet hat, eine bestimmte Menge an Reserveenergie für den Fall eines ungeplanten Ausfalls oder Teilausfalls einer Erzeugungsanlage der PreussenElektra vorzuhalten und im Bedarfsfall an die PreussenElektra zu liefern. PreussenElektra hat sich demgegenüber verpflichtet, im Fall eines ungeplanten Ausfalls oder Teilausfalls einer Erzeugungsanlage seinen Bedarf an Reserveenergie von der UGC oder einer ihrer Tochtergesellschaften zu beziehen.

Die vorstehenden Verträge sind – mit Ausnahme der Vereinbarung zur Grundlastsicherung (sog. *Base hedge*) – bis zum Ende der vorgesehen Vertragslaufzeit bis zum Ablauf des Jahres 2022 jeweils beiderseitig mit einer Kündigungsfrist von 12 Monaten zum Monatsende kündbar.

Der bisherige Stromliefer- und Servicevertrag für in Frankreich, Belgien und den Niederlanden aus Kernkraftwerken erzeugten Strom bleibt weiter bestehen. Er kann ebenfalls beidseitig mit einer Kündigungsfrist von 12 Monaten zum Monatsende gekündigt werden. Für den Zeitraum bis zum Ablauf des Jahres 2018 ist vereinbart, dass eine Kündigung des Einvernehmens der Vertragsparteien bedarf.

11.17.4 Darlehensverträge

Am 1. Juni 2016 hat die Gesellschaft für die Zeit nach der Abspaltung mit einem aus drei Banken (Deutsche Bank AG, JP Morgan Chase Bank N.A. und UniCredit Luxembourg S.A.) bestehenden Konsortium einen Darlehensvertrag über Darlehensfazilitäten in Höhe von insgesamt € 5,0 Mrd. abgeschlossen. Im Juli 2016 hat die Gesellschaft die Höhe der unter dem Darlehensvertrag zugesagten Darlehensfazilitäten freiwillig auf € 4,5 Mrd. reduziert. Im Rahmen der folgenden Syndizierung sind 12 weitere Banken (darunter die Morgan Stanley Gruppe) dem Darlehensvertrag beigetreten.

Die unter dem Darlehensvertrag zur Verfügung gestellten Darlehen umfassen ein Laufzeitdarlehen in Höhe von € 2,0 Mrd. (vor oben genannter Reduzierung der Darlehensfazilitäten € 2,5 Mrd.) sowie eine Darlehenslinie in Höhe von € 2,5 Mrd. Beide Darlehen können nach Wirksamwerden der Abspaltung in Anspruch genommen werden. Das Laufzeitdarlehen dient primär der Refinanzierung von Verbindlichkeiten gegenüber der E.ON SE und ihren übrigen Tochtergesellschaften. Die Darlehenslinie dient der Finanzierung allgemeiner Unternehmenszwecke. Im Rahmen dieser Linie ist außerdem zur Liquiditätssicherung eine Unterlinie für kurzfristige Ziehungen (*Swingline Facility*) in Höhe von € 1,0 Mrd. vereinbart worden. Zur weiteren Erhöhung der Flexibilität können in Anrechnung auf diese Linie außerdem mit Zustimmung der betreffenden Banken Abzweiglinien (*Ancillary Facilities*) eingerichtet werden.

Das Laufzeitdarlehen hat eine Fälligkeit von drei Jahren, kann aber auch vor Endfälligkeit teilweise oder vollständig freiwillig getilgt werden. Solange die Gesamtheit der Darlehenszusagen bezüglich des Laufzeitdarlehens und darunter ausstehender Darlehen einen Gesamtbetrag von € 500 Mio. übersteigen, sind außerdem die Reinerlöse aus bestimmten Kapitalmarktmaßnahmen und bestimmte Freibeträge überschreitende Reinerlöse aus bestimmten Veräußerungen zwingend zur vorzeitigen Reduzierung dieses Darlehens zu verwenden. Die revolvingierende Darlehenslinie hat eine anfängliche Laufzeit von drei Jahren und sieht Verlängerungsoptionen vor, unter denen mit Zustimmung der Banken die Fälligkeit um insgesamt bis zu zwei Jahre verlängert werden kann. Inanspruchnahmen unter der Darlehenslinie können zurückgezahlt und (anders als Inanspruchnahmen unter dem Laufzeitdarlehen) wieder in Anspruch genommen werden. Die Inanspruchnahmen der Darlehensfazilitäten können in Euro oder mit Zustimmung der Banken in einer anderen Währung erfolgen und werden variabel auf Basis des jeweiligen EURIBOR (soweit in Euro in Anspruch genommen, bzw. STIBOR, soweit die Inanspruchnahme in Schwedischen Kronen erfolgt ist oder bei Inanspruchnahme in einer anderen Währung LIBOR, wobei in jedem Fall eine Begrenzung des jeweils anwendbaren Basiszinssatzes nach unten auf 0 % vereinbart wurde) jeweils zuzüglich einer Marge verzinst. Die das Laufzeitdarlehen betreffende Marge ist fix. Die die Darlehenslinie betreffende Marge variiert in Abhängigkeit vom Rating der Gesellschaft. Der Darlehensvertrag und seine Begleitdokumentation sehen außerdem Entgelt- und Freistellungsansprüche der Banken vor.

Der Darlehensvertrag sieht außerdem ein Kündigungsrecht einer jeden Bank im Falle eines Kontrollwechsels in Bezug auf die Gesellschaft vor (ausgenommen ist die Übertragung von Aktien an die Gesellschaft im Zuge der geplanten Abspaltung) und enthält darüber hinaus bestimmte Zusicherungen und Gewährleistungen, Verhaltenspflichten und Kündigungsgründe. So unterliegt der Darlehensnehmer insbesondere Beschränkungen hinsichtlich der Bestellung von Sicherheiten für definierte Finanzverbindlichkeiten, der Veräußerung von Vermögensgegenständen, der Übernahme

von Garantien, einem grundsätzlichen Verschmelzungsverbot und ist desweiteren dazu verpflichtet dafür Sorge zu tragen, dass alle bzw. bestimmte seiner Tochtergesellschaften sich ebenfalls an diese Beschränkungen halten. Außerdem ist die Eingehung von Finanzverbindlichkeiten durch Tochtergesellschaften beschränkt. Der Darlehensvertrag sieht außerdem eine sog. Finanzkennzahl (*financial covenant*) vor, derzufolge das Verhältnis der Nettoverbindlichkeiten zum Adjusted EBITDA (jeweils wie im Darlehensvertrag definiert) bestimmte Schwellenwerte nicht übersteigen darf. Die Einhaltung der Finanzkennzahl wird stichtagsbezogen auf Basis der Konzernabschlusszahlen nach IFRS für das abgelaufene Geschäftsjahr bzw. -halbjahr überprüft. Die Verpflichtung zur Einhaltung der Finanzkennzahl entfällt nach dem 31. Dezember 2016 dauerhaft, wenn ein oder mehrere durch die Uniper Gruppe beauftragte langfristige Kreditrating(s) ein bestimmtes Ratingniveau erreicht haben und die Gesamtheit der Darlehenszusagen unter dem Laufzeitdarlehen und der hierunter ausstehenden Darlehen einen Betrag von € 500 Mio. nicht übersteigt. Die Darlehensgeber sind – vorbehaltlich bestimmter Ausnahmen und Heilungsfristen – zur Kündigung des Darlehensvertrags und Fälligestellung darunter ausstehender Darlehen u. a. dann berechtigt, wenn der Darlehensnehmer seine Pflichten (einschließlich Einhaltung der Finanzkennzahl und/oder Erfüllung seiner Zahlungsverpflichtungen) aus dem Darlehensvertrag verletzt, Gründe für die Eröffnung eines Insolvenzverfahrens über das Vermögen des Darlehensnehmers bzw. bestimmter wesentlicher Tochtergesellschaften eintreten bzw. ein solches Verfahren eröffnet wird, bestimmte Finanzverbindlichkeiten des Darlehensnehmers oder bestimmter wesentlicher Tochtergesellschaften bei Fälligkeit nicht gezahlt werden bzw. vorzeitig fällig gestellt werden oder die Gesellschaft ihren grundsätzlichen Geschäftszweck oder den der Uniper Gruppe wesentlich verändert oder eine wesentliche nachteilige Auswirkung auf das Geschäft, die Vermögensverhältnisse oder die finanzielle Verfassung der Gesellschaft selbst oder der Uniper Gruppe insgesamt eintritt, welche sich bei vernünftiger Würdigung nachteilig auf die Fähigkeit der Gesellschaft auswirkt, ihren Zahlungsverpflichtungen unter dem Darlehensvertrag und seiner Begleitdokumentation nachzukommen.

11.17.5 Vereinbarungen zwischen der Uniper Gruppe und dem E.ON-Konzern

Zwischen der Uniper Gruppe und dem E.ON-Konzern wurden verschiedene Vereinbarungen, u. a. zur Schaffung eigenständiger Strukturen der Gesellschaft (insbesondere Transitional Service Agreements), ein Partnerschaftsvertrag in Bezug auf EBS und eine Rahmenvereinbarung, abgeschlossen (siehe „12. Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehende Unternehmen und Personen — 12.1 Beziehungen zum E.ON-Konzern — 12.1.1 Maßnahmen zur Schaffung eigenständiger Strukturen der Gesellschaft“ und „- 12.1.4 Partnerschaftsvertrag in Bezug auf die E.ON Business Services GmbH“ sowie „- 12.1.9 Rahmenvereinbarung“).

11.18 WESENTLICHE SONSTIGE BETEILIGUNGEN

11.18.1 OAO Severneftegazprom in Russland hinsichtlich Gasfeld Yushno Russkoje

Die Uniper Gruppe hält zur Förderung von Gas im russischen Gasfeld Yushno Russkoje über die Uniper Exploration & Production GmbH Anteile an der SNGP, einer Aktiengesellschaft nach russischem Recht. Die Uniper Gruppe hält dabei knapp 25 % an der SNGP (Stand 30. Juni 2016), die Inhaberin der Förderlizenz und Betriebsführerin des Gasfeldes Yushno Russkoje ist. Weitere Anteilseigner sind neben der Uniper Gruppe die Gazprom mit einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung von knapp über 50 % (wirtschaftlich 40 %) sowie die Wintershall Holding GmbH mit einer gesellschaftsrechtlichen Beteiligung in Höhe von knapp 25 % (wirtschaftlich 35 %). Aufgrund des russischen Gasexportverbots wird der auf die Uniper Exploration & Production GmbH entfallende Anteil des von SNGP produzierten Gases über eine russische Trading-Gesellschaft, AO Gazprom YRGM Development, verkauft. An dieser sind die Gazprom und die Uniper Exploration & Production GmbH beteiligt. Die SNGP ist auf unbestimmte Zeit errichtet.

Der Verwaltungsrat (*Board of Directors*) der SNGP besteht aus acht Mitgliedern, die durch die Gesellschafterversammlung (*General Meeting of Shareholders*) gewählt werden. Derzeit gehören vier Mitglieder des Verwaltungsrats Gazprom an, zwei Mitglieder Wintershall Holding GmbH und zwei Mitglieder der Uniper Gruppe. Regelungen zum Entscheidungsquorum des Verwaltungsrats ergeben sich aus dem Russischen Aktienrecht, dem Shareholder Agreement und der Satzung der SNGP. Der Vorsitzende des Verwaltungsrats verfügt über doppeltes Stimmrecht, dennoch sind bestimmte Entscheidungen nur einstimmig möglich. SNGP verfügt über einen Fachausschuss (*Technical Committee*), der aus acht Mitgliedern besteht, die durch den Verwaltungsrat (*Board of Directors*) der SNGP bestimmt werden. Entsprechend der Zusammensetzung des Verwaltungsrats gehören vier

Mitglieder des Fachausschusses Gazprom an, zwei Mitglieder Wintershall Holding GmbH und zwei Mitglieder Uniper Exploration & Production GmbH. Der Fachausschuss hat die Aufgabe, den Verwaltungsrat (*Board of Directors*) in allen wichtigen technischen Fragen zu beraten. Das Tagesgeschäft der SNGP führt der Generaldirektor (*General Director*), der für jeweils drei Jahre durch Gazprom nominiert und durch den Verwaltungsrat bestätigt wird.

12 BESTIMMTE BEZIEHUNGEN SOWIE GESCHÄFTSVORFÄLLE MIT NAHESTEHENDEN UNTERNEHMEN UND PERSONEN

Gemäß IAS 24 sind Geschäftsvorfälle mit Personen oder Unternehmen offenzulegen, die demselben Konzern wie die Uniper SE angehören oder die Uniper SE beherrschen bzw. von der Uniper Gruppe beherrscht werden, es sei denn, dass diese Gesellschaften bereits in den Kombinierten Abschlüssen der Uniper Gruppe einbezogen sind. Die Offenlegungspflichten nach IAS 24 erstrecken sich auch auf Geschäftsvorfälle mit assoziierten Unternehmen (einschließlich Joint Ventures) sowie Geschäftsvorfälle mit Personen, die über maßgeblichen Einfluss auf die Finanz- und Geschäftspolitik der Gesellschaft verfügen, einschließlich Familienangehörigen und zwischengeschalteten Rechtsträgern. Der folgende Abschnitt enthält einen Überblick über derartige Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Personen und Unternehmen für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 sowie das Geschäftsjahr 2016 bis zum Datum dieses Prospekts. Weitere Informationen zu Geschäftsvorfällen mit nahestehenden Unternehmen und Personen, darunter auch quantitative Angaben, sind im Anhang (Ziffer 34) zu den geprüften Kombinierten Abschlüssen enthalten (siehe „20. Finanzteil“).

12.1 BEZIEHUNG ZUM E.ON-KONZERN

Die Gesellschaft wurde im Jahr 1917 als Innwerk, Bayerische Aluminium AG gegründet. Nach mehreren Umfirmierungen und einer Umwandlung von einer Aktiengesellschaft (AG) in eine Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) firmierte die Gesellschaft ab 2013 unter E.ON Kraftwerke GmbH. Im Dezember 2015 wurde sie von einer GmbH in eine AG unter der neuen Firma Uniper AG und am 14. April 2016 in eine Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea*, SE) umgewandelt. Die Gesellschaft ist bis zum Wirksamwerden der Abspaltung eine 100 %ige mittelbare Tochtergesellschaft der E.ON SE.

Als 100 %ige mittelbare Tochtergesellschaft der E.ON SE und Teil des E.ON-Konzerns hat die Gesellschaft in der Vergangenheit vielfältige geschäftliche Beziehungen zur E.ON SE und anderen Unternehmen des E.ON-Konzerns (außerhalb der Uniper Gruppe selbst) unterhalten. Diese werden auch in Zukunft in geringerem Umfang fortgesetzt. Die geschäftlichen Beziehungen wurden im Rahmen der Umstrukturierung des E.ON-Konzerns zur Verselbständigung der Uniper Gruppe überwiegend beendet oder angepasst und/oder werden mit Wirksamwerden der Abspaltung ggf. weiter angepasst oder beendet. Dazu im Einzelnen:

- Mehrere Gesellschaften der Uniper Gruppe waren Partei von Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträgen mit verschiedenen Gesellschaften aus dem E.ON-Konzern, die spätestens mit Wirkung zum Ablauf des 31. Dezember 2015 beendet wurden.
- Die Uniper Gruppe hat vom E.ON-Konzern bestimmte Leistungen in den Bereichen Personal, Immobilien, Informationstechnologie, gewerbliche Schutzrechte, Recht, Compliance, Beschaffung, Exportkontrolle und Zoll, Treasury, Finanzdienstleistungen, Steuern und anderen Bereichen bezogen und war in das Cash Pooling und Cash Management sowie den globalen Versicherungsschutz des E.ON-Konzerns eingebunden. Auch nach Vollzug der Abspaltung wird die Uniper Gruppe vor allem in den Bereichen IT, HR und Rechnungswesen für eine Übergangszeit auf der Basis von Übergangsverträgen Leistungen aus dem E.ON-Konzern in Anspruch nehmen. In den meisten Bereichen hat die Uniper Gruppe jedoch bereits eigene Ressourcen aufgebaut (siehe „12.1.6 Vereinbarung zum Versicherungsschutz“). Im Bereich Rechnungswesen hat die Uniper Gruppe mit dem E.ON-Konzern einen Dienstleistungsvertrag mit einer Laufzeit von drei Jahren bis zum 31. Dezember 2019 geschlossen. Dieser Vertrag verlängert sich um zwei Jahre, bis zum 31. Dezember 2021, soweit keine fristgerechte Kündigung erfolgt.
- Verschiedene Tochtergesellschaften und sonstige Vermögenswerte, die zwar innerhalb des E.ON-Konzerns Teil des Geschäftsbereichs der Uniper Gruppe waren, aber nicht im Eigentum der Uniper Gruppe, sondern im Eigentum des E.ON-Konzerns standen, wurden im Vorfeld der Trennung der Uniper Gruppe vom E.ON-Konzern auf die Uniper Gruppe übertragen.
- Die Uniper Gruppe unterhält Geschäftsbeziehungen zum E.ON-Konzern und geht davon aus, dass diese auch in Zukunft in einem geringeren Umfang fortgesetzt werden. Der E.ON-Konzern zählt derzeit zu den wichtigsten Kunden und es wird erwartet, dass die Uniper Gruppe weiterhin von dieser Geschäftsbeziehung profitieren wird, vor allem im Hinblick auf den Absatz des durch die Uniper Gruppe produzierten Stroms an E.ON – für die Beschaffung von Strom und Gas für den E.ON Vertrieb – aber auch im Hinblick auf den Absatz des durch den E.ON-Konzern produzierten Stroms an die UGC.

- Im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe wurde die Einbindung der zur Uniper Gruppe gehörenden Gesellschaften in das Cash Pooling-Verfahren des E.ON-Konzerns aufgehoben. Für die Uniper Gruppe wurde ein eigenes Cash Pooling-Verfahren aufgesetzt. Mit Vollzug der Abspaltung wird sich die Uniper Gruppe im Wesentlichen durch Inanspruchnahme einer vertraglich bereits ratifizierten syndizierten Bankenfinanzierung finanzieren, mit der die der Uniper Gruppe bisher vom E.ON-Konzern intern zur Verfügung gestellten Finanzierungen abgelöst werden.

12.1.1 Maßnahmen zur Schaffung eigenständiger Strukturen der Gesellschaft

Die Umstrukturierung zur Vorbereitung der Abspaltung und Verselbständigung der Gesellschaft umfasste im Wesentlichen die folgenden Maßnahmen (siehe „4. Die Abspaltung — 4.2 Rechtlicher Hintergrund der Abspaltung“ sowie „- 4.3 Graphische Veranschaulichung der Durchführung der Abspaltung“).

Mit Wirkung zum 25. September 2015 und dem Ausgliederungstichtag 1. Januar 2015 wurde das gesamte operative Geschäft der Gesellschaft, bzw. der E.ON Kraftwerke GmbH unter der die Gesellschaft seinerzeit firmierte, einschließlich sämtlicher Beteiligungen der Gesellschaft (mit Ausnahme der Beteiligung an ihrer Tochtergesellschaft Uniper Holding GmbH) auf die Uniper Holding GmbH und im Anschluss daran auf die Uniper Kraftwerke GmbH, eine Tochtergesellschaft der Uniper Holding GmbH, ausgegliedert.

Mit Wirkung zum 30. September 2015 / 1. Oktober 2015 erfolgte die Schaffung von eigenständigen gesellschaftsrechtlichen Strukturen der Uniper Gruppe. Die E.ON Beteiligungen GmbH, die auch nach dem Wirksamwerden der Abspaltung dem E.ON-Konzern angehört wird, gliederte wesentliche Beteiligungen aus dem Bereich konventionelle Energieerzeugung und Energiehandel auf ihre Tochtergesellschaft EKW aus. Die EKW gliederte diese Beteiligungen weiter auf die Uniper Holding GmbH aus. Im Rahmen dieser Ausgliederungen wurde das wirtschaftliche Eigentum an den ausgegliederten Beteiligungen mit Wirkung zum Ablauf des 30. September 2015 übertragen. Der dingliche Übergang dieser Beteiligungen erfolgte mit Wirksamwerden der Ausgliederungen am 9. November 2015 bzw. 16. November 2015. Ferner brachte die Uniper Beteiligungs GmbH verschiedene der Uniper Gruppe zugeordnete Beteiligungen an in- und ausländischen Gesellschaften, insbesondere aus dem Bereich konventionelle Energieerzeugung, im Rahmen einer Sachkapitalerhöhung in die Uniper Holding GmbH ein. Schließlich wurden verschiedene Gesellschaften und sonstige Vermögenswerte, die zwar innerhalb des E.ON-Konzerns Teil des Geschäftsbereichs der Uniper Gruppe waren, aber nicht unmittelbar oder mittelbar von der EKW, sondern von Gesellschaften des E.ON-Konzerns gehalten wurden, von den betreffenden Gesellschaften des E.ON-Konzerns an Gesellschaften der Uniper Gruppe übertragen. Umgekehrt wurden verschiedene Gesellschaften und sonstige Vermögenswerte, die dem E.ON-Konzern zugeordnet gewesen sind, aber von Gesellschaften der Uniper Gruppe gehalten wurden, von den betreffenden Gesellschaften der Uniper Gruppe an Gesellschaften des E.ON-Konzerns übertragen.

Mit Wirkung zum Ablauf des 31. Dezember 2015 wurde die Zusammenführung sämtlicher Gesellschaften, die der Uniper Gruppe zugeordnet sind, unter der Gesellschaft im Wesentlichen abgeschlossen.

Mit Wirkung zum 1. Januar 2016 erfolgte die operative Trennung der Uniper Gruppe von dem E.ON-Konzern, insbesondere wurden die bis dahin bestehenden Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge der Gesellschaften der Uniper Gruppe mit Gesellschaften des E.ON-Konzerns durch Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge innerhalb der Uniper Gruppe ersetzt (zum Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag zwischen der Gesellschaft und der E.ON Beteiligungen GmbH, der aufgehoben aber nicht durch einen neuen Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag ersetzt wurde, siehe „12.1.2 Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge“).

Im Zuge der operativen Trennung vom E.ON-Konzern wurden, wo dies zur sicheren Fortführung des operativen Geschäfts bis zum Wirksamwerden der Abspaltung erforderlich ist, für eine Übergangsphase Transitional Service Agreements geschlossen. Soweit möglich, enden diese Leistungsverhältnisse jedoch bereits zum Wirksamwerden der Abspaltung und werden durch Uniper-interne Lösungen oder neue Vereinbarungen mit externen Anbietern ersetzt. Einzelne Vereinbarungen über punktuelle Beziehungen z. B. in den Bereichen Ausbildung, Archivierung und Markennutzung gelten über das Wirksamwerden der Abspaltung hinaus.

Um sicherzustellen, dass die Dienstleistungen in den Bereichen IT, HR und Rechnungswesen auch über die am 1. Januar 2016 vollzogene operative Trennung hinaus zunächst weiter in vollem Umfang erbracht werden können, um dann sukzessive auf die Uniper Gruppe übertragen zu werden, haben die E.ON Beteiligungen GmbH, die Uniper Holding GmbH und die EBS, eine mittelbare 100 %ige Tochtergesellschaft der E.ON SE, einen Partnerschaftsvertrag geschlossen. Nach diesem wird die EBS für die Uniper Gruppe für einen Übergangszeitraum weiter Dienstleistungen, insbesondere in den genannten Bereichen, erbringen.

Daneben wurde eine Vielzahl weiterer Verträge zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft geschlossen, die insbesondere die Überleitung von bzw. den Umgang mit Dienstleistungen sowie bestehenden Rechten und Verträgen regeln (siehe „12.1.3 Maßnahmen im Hinblick auf die Finanzierung der Uniper Gruppe“ bis „12.1.9 Rahmenvereinbarung“).

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben eine Rahmenvereinbarung abgeschlossen, die dem Zweck der Vollendung der konzerninternen Umstrukturierung zur Herstellung der Unternehmensbereiche E.ON und Uniper unterhalb der E.ON SE dient (siehe „12.1.9 Rahmenvereinbarung“).

12.1.2 Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge

Zwischen der Gesellschaft (vormals Uniper AG und davor E.ON Kraftwerke GmbH) als beherrschter Gesellschaft und der E.ON Beteiligungen GmbH als herrschender Gesellschaft bestand ein Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag vom 3. November 2003, geändert durch den Vertrag vom 11./18. November 2013. Nach diesem Vertrag war die beherrschte Gesellschaft verpflichtet, ihr Geschäft nach den Weisungen der herrschenden Gesellschaft zu führen und ihren gesamten Jahresüberschuss an die herrschende Gesellschaft abzuführen (vorbehaltlich der Bildung von anderen Gewinnrücklagen, soweit dies handelsrechtlich zulässig und bei vernünftiger kaufmännischer Beurteilung wirtschaftlich begründet war). Die herrschende Gesellschaft war im Gegenzug verpflichtet, in jedem Geschäftsjahr den Jahresfehlbetrag der beherrschten Gesellschaft zu übernehmen, der sich jeweils aus den nach deutschem Handelsrecht aufgestellten Jahresabschlüssen der beherrschten Gesellschaft ergab. Im Rahmen des Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrags mit der E.ON Beteiligungen GmbH führte die Gesellschaft im Geschäftsjahr 2016 Gewinne in Höhe von € 787,6 Mio. für das Geschäftsjahr 2015, im Geschäftsjahr 2015 Gewinne in Höhe von € 424,7 Mio. für das Geschäftsjahr 2014 und im Geschäftsjahr 2014 Gewinne in Höhe von € 217,4 Mio. für das Geschäftsjahr 2013 ab. Der Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag endete mit Ablauf des 31. Dezember 2015.

Außerdem waren die folgenden Gesellschaften der Uniper Gruppe Partei von Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträgen bzw. Ergebnisabführungsverträgen mit Gesellschaften des E.ON-Konzerns, die spätestens mit Wirkung zum Ablauf des 31. Dezember 2015 einvernehmlich beendet wurden: Die Uniper Exploration & Production GmbH (ehemals E.ON Exploration & Production GmbH), die Uniper Generation GmbH (ehemals E.ON Generation GmbH), die Uniper Russia Holding GmbH (ehemals E.ON Russia Holding GmbH), die Uniper Wärme GmbH (ehemals E.ON Fernwärme GmbH), die Kokereigasnetz Ruhr GmbH und die E.ON Perspekt GmbH, welche zu 30 % von der Uniper Gruppe gehalten wird, jeweils als beherrschte Gesellschaft, sowie die UTG (ehemals E.ON Technologies GmbH) und die Uniper Energy Sales GmbH (ehemals E.ON Energy Sales GmbH), jeweils als herrschende Gesellschaft.

Die Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH und der Uniper Global Commodities SE (ehemals E.ON Global Commodities SE) sowie der UTG (ehemals E.ON Technologies GmbH) als beherrschten Gesellschaften wurden zum 30. September 2015 auf die Uniper Holding GmbH ausgegliedert.

12.1.3 Maßnahmen im Hinblick auf die Finanzierung der Uniper Gruppe

Die Uniper Gruppe war bis zu dem Beginn ihrer Verselbständigung in das Finanzmanagement des E.ON-Konzerns eingebunden. Die Finanzierung erfolgte überwiegend im Wege der Einbindung der jeweiligen zur Uniper Gruppe gehörenden Gesellschaft in das Cash Pooling-Verfahren des E.ON-Konzerns. Die E.ON SE oder von ihr beauftragte Finanzinstitute (Kredit- und Versicherungsinstitute) vergaben für die Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen von Gesellschaften der Uniper Gruppe gegenüber deren Vertragspartnern Sicherheiten (z. B. Garantien, Patronats- bzw. Organschaftserklärungen). Zudem wurden Währungs- und Zinssicherungsgeschäfte mit Gesellschaften der Uniper Gruppe von dem E.ON-Konzern durchgeführt.

Es wurden bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen, um die finanzielle Verselbständigung der Uniper Gruppe bis zum Wirksamwerden der Abspaltung vorzubereiten.

(i) Cash Pooling & Cash Management

Im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe wurde die Einbindung der zur Uniper Gruppe gehörenden Gesellschaften in das automatische Cash Pooling-Verfahren des E.ON-Konzerns aufgehoben. Die sich zum Zeitpunkt der Aufhebung ergebenden Einzelsalden der jeweiligen Gesellschaft der Uniper Gruppe wurden auf die Gesellschaft übertragen oder durch Cash-Ausgleich beglichen und im Wege einer Gesamtsaldierung im Verhältnis der Gesellschaft zur E.ON SE zentralisiert. Hierfür hat die E.ON SE der Gesellschaft eine Kreditlinie eingeräumt, durch die die Uniper Gruppe bis zum Wirksamwerden der Abspaltung den Finanzbedarf deckt. Daneben wurde ein eigenes Cash Pooling-Verfahren für die Uniper Gruppe aufgesetzt, um Saldierungsmöglichkeiten innerhalb der Uniper Gruppe zu nutzen. Neben der Kreditlinie zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft bestehen bzw. bestanden einige Darlehen zwischen den Gesellschaften der Uniper Gruppe und der E.ON SE bzw. ihren Finanzierungsgesellschaften. Diese werden bzw. wurden noch bis zu ihrer Fälligkeit weitergeführt, sofern die Fälligkeit vor dem Wirksamwerden der Abspaltung liegt oder spätestens im Zuge der Börseneinführung der Uniper zum Marktwert abgelöst.

(ii) Ablösung von Finanzverbindlichkeiten gegenüber dem E.ON-Konzern

Nach dem Wirksamwerden der Abspaltung wird sich die Uniper Gruppe im Wesentlichen durch Inanspruchnahme einer syndizierten Bankenfinanzierung finanzieren. Am 1. Juni 2016 hat die Gesellschaft mit einem aus drei Banken bestehenden internationalen Bankenkonsortium einen Darlehensvertrag bestehend aus zwei Tranchen mit einem Gesamtvolumen von € 5,0 Mrd. abgeschlossen. Im Juli 2016 hat die Gesellschaft die Höhe der unter dem Darlehensvertrag zugesagten Darlehensfazilitäten freiwillig auf € 4,5 Mrd. reduziert. Im Rahmen der folgenden Syndizierung sind dem Darlehensvertrag 12 weitere Banken beigetreten. Die unter dem Darlehensvertrag zugesagten Darlehen umfassen ein Laufzeitdarlehen in Höhe von € 2,0 Mrd. (vor oben genannter Reduzierung der Darlehensfazilitäten € 2,5 Mrd.) sowie eine Darlehenslinie in Höhe von € 2,5 Mrd. Beide Darlehen können nach Wirksamwerden der Abspaltung in Anspruch genommen werden.

Das Laufzeitdarlehen hat eine Fälligkeit von drei Jahren und dient der Refinanzierung von Verbindlichkeiten gegenüber der E.ON SE und ihren übrigen Tochtergesellschaften. Die revolvingende Darlehenslinie hat eine anfängliche Laufzeit von drei Jahren und dient insbesondere der Finanzierung allgemeiner Unternehmenszwecke. Die Darlehenslinie sieht Verlängerungsoptionen vor unter denen mit Zustimmung der Banken die Fälligkeit um insgesamt bis zu zwei Jahre verlängert werden kann (ausführliche Beschreibung siehe „11. Geschäftstätigkeit — 11.17 Wesentliche Verträge — 11.17.4 Darlehensverträge“).

Daneben verfügt die Uniper Gruppe auch über Garantielinien mit Banken zur Deckung von entsprechenden Anforderungen im operativen Geschäft, z. B. Avale.

(iii) Ablösung von Sicherheiten und Bank- und Konzerngarantien

Darüber hinaus haben der E.ON-Konzern oder von diesem beauftragte Finanzinstitute (Kredit- und Versicherungsinstitute) für die Erfüllung vertraglicher Verpflichtungen von Gesellschaften der Uniper Gruppe gegenüber deren Vertragspartnern Sicherheiten (z. B. Garantien, Patronats- bzw. Organschaftserklärungen) gegeben. Diese Sicherheiten sollen im Zuge der Abspaltung durch die Gesellschaften der Uniper Gruppe abgelöst werden. Die Ablösung erfolgt insbesondere durch den Austausch der Sicherheiten gegen entsprechende Sicherheiten seitens der Uniper Gruppe.

Das Gleiche gilt für eine gesetzlich erforderliche und vormals von der E.ON Sverige AB übernommene Garantie im Rahmen des Betriebs von Nuklearkraftwerken in Schweden, die durch die Sydkraft AB abgelöst werden soll.

(iv) Hedging

Die zwischen der E.ON SE und den Gesellschaften der Uniper Gruppe abgeschlossenen Währungs- und Zins-Hedging-Geschäfte bestehen zunächst fort. Für die weitere Geschäftsabwicklung wurden entsprechende Rahmenverträge zwischen der jeweiligen Gesellschaft der Uniper Gruppe und

der E.ON SE abgeschlossen. Es werden bzw. wurden auch bis zum Wirksamwerden der Abspaltung neue Hedging-Geschäfte zwischen der E.ON SE und den Gesellschaften der Uniper Gruppe abgeschlossen. Es ist vorgesehen, Geschäfte, deren Fälligkeit nach dem Zeitpunkt der Abspaltung liegen, bis zum Wirksamwerden der Abspaltung entweder an Dritte (Banken) zu übertragen oder unter Vornahme eines Marktwertausgleichs glattzustellen.

(v) Anpassung der Kapitalstruktur

Zur Anpassung der Kapitalstruktur der Uniper Gruppe haben die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH, eine 100 %ige Tochtergesellschaft der E.ON SE, insgesamt einen Betrag in Höhe von € 272 Mio. in das Eigenkapital der Gesellschaft und der Uniper Beteiligungs GmbH eingezahlt, die diesen Betrag entsprechend ihrer jeweiligen Beteiligungsverhältnisse in die freie Kapitalrücklage der Uniper Holding GmbH eingelegt haben.

Von dem Gesamtbetrag der Einlagen in Höhe von € 272 Mio. entfällt auf die Gesellschaft ein von der E.ON Beteiligungen GmbH gezahlter Betrag von rund € 127 Mio., der sich aus der Erhöhung des gezeichneten Kapitals der Gesellschaft um rund € 7 Mio. zur Vorbereitung der Abspaltung (siehe „16. Angaben über das Kapital der Gesellschaft — 16.1 Entwicklung des Grundkapitals in den vergangenen drei Jahren und im Zuge der Abspaltung“) sowie einer Einzahlung in die Kapitalrücklage der Gesellschaft zusammensetzt. Die E.ON SE hat in die Kapitalrücklage der Uniper Beteiligungs GmbH einen Betrag in Höhe von rund € 145 Mio. gezahlt.

12.1.4 Partnerschaftsvertrag in Bezug auf die E.ON Business Services GmbH

Die EBS, eine mittelbare 100 %ige Tochtergesellschaft der E.ON SE, wird für die Uniper Gruppe für einen Übergangszeitraum weiter Dienstleistungen, insbesondere in den Bereichen IT, HR und Rechnungswesen (*Financial Services* („FS“)) erbringen. Die Grundlage hierfür ist der Partnerschaftsvertrag, der zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH, der Uniper Holding GmbH und der EBS abgeschlossen wurde und sicherstellen soll, dass die Dienstleistungen der Informationstechnologie und daneben auch Dienstleistungen in den Bereichen HR und Rechnungswesen auch über die am 1. Januar 2016 vollzogene operative Trennung hinaus zunächst weiter in vollem Umfang erbracht werden können, um dann sukzessive auf die Uniper Gruppe übertragen zu werden. Der Partnerschaftsvertrag hat eine Laufzeit bis zum 31. Dezember 2018.

Im Bereich der Informationstechnologie reichen die Dienstleistungen von der Beratung bezüglich der Planung bis hin zur Erbringung von Hardware-, Software-, Service- und Projektleistungen und umfassen daneben auch den Support bei laufenden IT-Systemen. Die Migration soll spätestens mit dem Ende des Partnerschaftsvertrags abgeschlossen sein. Eine nähere Ausgestaltung der Erbringung der Dienstleistungen sowie der Vergütung derselben durch die Uniper Gruppe erfolgt in einem entsprechenden Uniper-IT-Rahmenvertrag sowie in diesen konkretisierenden Verträgen zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe.

In den Bereichen HR und Rechnungswesen wird die EBS auch nach Wirksamwerden der Abspaltung für einen Übergangszeitraum für die Uniper Gruppe Dienstleistungen übernehmen. Personaldienstleistungen betreffen etwa Payroll, Recruiting, Learning, Executive HR Services und HR Controlling & Planning. Dienstleistungen im Bereich Rechnungswesen betreffen etwa Accounts Payable, Accounts Receivable, Fixed Assets, General Ledger und Banking & Payment. Grundlage hierfür ist neben dem Partnerschaftsvertrag ein entsprechender Uniper-HR/FS-Rahmenvertrag sowie diesen konkretisierende Verträge zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe. In dem Umfang, in welchem nach Ende der Vertragslaufzeit weiterhin Dienstleistungen von der EBS an die Uniper Gruppe erbracht werden sollen, werden die Parteien einen entsprechenden Vertrag rechtzeitig vor Ablauf der Vertragslaufzeit schließen.

12.1.5 Vereinbarungen zur Nutzung gewerblicher Schutzrechte und Marken

Vereinzelte Gesellschaften des E.ON-Konzerns haben in der Vergangenheit auf der Basis eines sog. Pool Administration Agreements gemeinsam Forschung und Entwicklung betrieben. Die hieraus hervorgegangenen, auf die E.ON SE angemeldeten bzw. eingetragenen Patente sowie das dazugehörige Know-how betreffen im Wesentlichen die in den sog. Innovationszentren im Steam-, Storage-, Hydro- sowie im Wärmebereich vorangetriebenen Forschungsvorhaben. Aufgrund des Pool Administration Agreements stehen den Pool-Mitgliedsunternehmen auch nach ihrem Ausscheiden nicht-ausschließliche, weltweite, übertragbare und unterlizensierbare Nutzungsrechte an den Forschungsergebnissen des Pools zu.

Die Gesellschaften, die im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe aus dem E.ON-Konzern auf die Uniper Gruppe transferiert wurden, schieden durch entsprechende Kündigung mit Wirkung zum 31. Dezember 2015 aus dem Pool aus. Dies betrifft u. a. die UGC, die eine der Parteien des Pool Administration Agreements war. Ferner schied auch die Uniper Kraftwerke GmbH, die über ein mit der E.ON Beteiligungen GmbH bestehendes Sub Pool Administration Agreement ebenfalls wie ein Pool-Mitglied berechtigt war, aus dem Pool aus. Entsprechend den Bestimmungen des Pool Administration Agreements bzw. des Sub Pool Administration Agreements stehen den jeweiligen Gesellschaften der Uniper Gruppe, wie z. B. der UGC und der Uniper Kraftwerke GmbH, auch nach ihrem Ausscheiden aus dem Pool Administration Agreement bzw. dem Sub Pool Administration Agreement weiterhin entsprechende Nutzungsrechte an dem aus dem Pool hervorgegangenen Know-how bzw. den Schutzrechten zu, die sie zur eigenständigen Weiterentwicklung und Vermarktung berechtigen. Das Know-how ist in einer allen Pool- und Sub Pool-Mitgliedern zugänglichen Datenbank gespeichert. Aufgrund der Kündigung des Pool Administration Agreements durch die UGC bzw. des Sub Pool Administration Agreements durch die Uniper Kraftwerke GmbH zum 31. Dezember 2015, erhielt die Uniper Gruppe eine sich auf diesen Stichtag beziehende Kopie der Datenbank. Die Uniper Gruppe ist ausdrücklich zu einer von dem Pool losgelösten eigenständigen Weiterentwicklung der zum 31. Dezember 2015 bestehenden Forschungsergebnisse aus der Datenbank berechtigt.

Darüber hinaus wurden zwischen der E.ON Beteiligungen GmbH, der Uniper Holding GmbH und der EBS im Rahmen des Partnerschaftsvertrags Regelungen zur gemeinsamen Nutzung von im Eigentum der EBS stehenden oder durch deren IT-Provider bereitgestellten IT-Infrastrukturen, -Lizenzen und -Applikationen, die für die Serviceerbringung durch die EBS für die Zeit nach der Abspaltung vorgesehen und erforderlich ist, getroffen. Damit die Nutzung uneingeschränkt und ohne Verletzung gewerblicher Schutzrechte Dritter auch nach der Abspaltung fortgeführt werden kann, wurden und werden weitere entsprechende Asset- und Lizenzübertragungen und, soweit erforderlich, Lizenzanpassungen verhandelt.

Die E.ON SE gewährt der Uniper Benelux Holding B.V., der Uniper Benelux N.V., der E.ON Benelux Levering B.V. sowie der E.ON Belgium N.V. im Wege einer Lizenzvereinbarung mit einer Laufzeit bis zum 30. Juni 2017 für die Zeit nach Wirksamwerden der Abspaltung das Recht zur Nutzung des Markennamens „E.ON“ bzw. „e.on“ sowie weiterer verschiedener Markeneintragungen, die den Begriff „E.ON“ bzw. „e.on“ betreffen („**E.ON Marken**“). Die Nutzung umfasst das Recht zur Vervielfältigung der E.ON Marken, u. a. um Produkte und Dienstleistungen der genannten Uniper Gesellschaften zu individualisieren, sie im Bereich der Werbung und bei öffentlichen Veranstaltungen (z. B. Konferenzen) zu gebrauchen und sie im Bereich der Kommunikation und in Massenmedien zu nutzen. Die Lizenzvereinbarung berechtigt zur Nutzung der E.ON Marken, um die Geschäftsziele der jeweiligen Gesellschaft in Benelux (Belgien, Niederlande und Luxemburg) während einer Übergangszeit bis zur Umbenennung in „Uniper“ zu erreichen. Eine Übertragung des Nutzungsrechts sowie eine Unterlizenzierung ist grundsätzlich nicht zulässig. Allein die E.ON Benelux Levering B.V. hat das Recht zur Unterlizenzierung an die Uw Huismeester B.V. für gemeinsame Produkte und Dienstleistungen. Die E.ON Marken sind entsprechend der E.ON Group Corporate Design Guidelines zu verwenden.

Darüber hinaus gewährt die E.ON SE der E.ON Russia JSC im Wege einer Lizenzvereinbarung mit einer Laufzeit bis zum 31. Dezember 2016 das Recht zur Nutzung der E.ON Marken. Eine Übertragung des Nutzungsrechts sowie eine Unterlizenzierung sind nicht zulässig.

12.1.6 Vereinbarung zum Versicherungsschutz

Zwischen der E.ON SE und der Uniper Holding GmbH ist am 17. Dezember 2015 die Vereinbarung betreffend den Versicherungsschutz unter gemeinsamen Versicherungspolice abgeschlossen worden. Die Vereinbarung endet entweder nach Abwicklung des letzten Schadensfalls (einschließlich eines etwaigen Nachteilsausgleichs) oder sobald kein Anspruch unter einer gemeinsamen Police mehr geltend gemacht werden kann.

Nach der Vereinbarung sollen die namentlich aufgeführten Versicherungen als gemeinsame Police mit den beiden Parteien der Vereinbarung als gleichberechtigte Hauptversicherungsnehmer mit jeweils nur eigenen Rechten und Pflichten aus dem Versicherungsverhältnis, mit einer jeweiligen Laufzeit vom 1. Januar 2016 bis zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Abspaltung, spätestens jedoch bis zum 31. Dezember 2016, abgeschlossen werden. In den Versicherungsschutz können weitere Gesellschaften aus dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe als jeweils weitere Mitversicherte einbezogen werden. Der gemeinsame Versicherungsschutz wird von dem

Versicherungsbetreuungsunternehmen der Uniper Gruppe, der Uniper Risk Consulting GmbH, für die Dauer der Vereinbarung als gemeinsamer Makler vermittelt. Die Vereinbarung sieht ein Abstimmungsverfahren zur Nachversicherung neu auftretender Risiken sowie einen Nachteilsausgleich zwischen den Parteien der Vereinbarung im Falle fehlender Deckung vor.

Darüber hinaus wird im Hinblick auf die angestrebte Börsennotierung der Aktien der Gesellschaft eine Prospekthaftungsversicherung abgeschlossen, die sowohl einen Versicherungsschutz für den E.ON-Konzern als auch für die Uniper Gruppe beinhaltet (siehe „4. Die Abspaltung — 4.12 Zulassungsvertrag, Gebühren und Freistellung“).

12.1.7 Einkauf und Verkauf von Strom und Gas

Hinsichtlich des Einkaufs und Verkaufs von Strom und Gas bestehen die nachfolgend beschriebenen Beziehungen zwischen der Uniper Gruppe und dem E.ON-Konzern.

(i) *Gemeinsamer Einkauf und Verkauf von Strom und Gas durch die Uniper Global Commodities SE für den E.ON-Konzern*

Der Einkauf und Verkauf von Strom und Gas wird nach der Abspaltung vorerst sowohl für die Uniper Gruppe als auch für den E.ON-Konzern durch die UGC, eine Tochtergesellschaft der Gesellschaft, wahrgenommen. Für den E.ON-Konzern gilt dies bis Mitte 2017 (für Italien: bis Ende 2017). In diesem Zeitraum wird der E.ON-Konzern eine eigene Beschaffungs- und Vermarktungseinheit bzw. -funktion aufbauen, die den Einkauf und Verkauf anstelle der im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe aus dem E.ON-Konzern ausgeschiedenen UGC wahrnehmen wird.

(ii) *Vermarktung des aus deutscher Kernenergie erzeugten Stroms*

Das deutsche Kernenergiegeschäft wird von der E.ON Kernkraft GmbH unter der neuen Firmierung PreussenElektra GmbH als gesonderte operative Einheit mit Sitz in Hannover gesteuert. Die Vermarktung des von PreussenElektra aus Kernenergie erzeugten Stroms erfolgt bis auf weiteres durch die UGC. Die Verträge für Stromlieferungen der PreussenElektra an die UGC aus Bezugsrechten in Belgien, Frankreich und den Niederlanden bleiben hierbei im Wesentlichen unverändert. Für Stromlieferungen in Deutschland besteht ein eigener Stromlieferungs- und Dienstleistungsvertrag, der verändert und in Teilen durch mehrere neue Verträge zwischen der UGC und der PreussenElektra – für beide Parteien wertneutral – abgelöst wurde. Aufgrund dessen werden die bereits an die UGC vermarkteten Strommengen für die Jahre 2016 und 2017 (für die vollständige, geplante Erzeugung) sowie 2018 seit dem 1. Januar 2016 in der Form von Standardhandelsprodukten an die UGC geliefert.

Ergänzend dazu wurden weitere energiewirtschaftliche Verträge zwischen der PreussenElektra und der UGC abgeschlossen. Zu diesen zählen u. a. sog. Forward-Verträge, die sicherstellen, dass die UGC die durch die PreussenElektra vermarkteten Strommengen im Rahmen der Liquiditätslage an den Handelsmärkten für die verschiedenen gehandelten Zeiträume (Jahres-, Quartals- und Monatszeiträume) abnimmt. Basis für diese Forward-Verträge ist ein Standardvertrag zwischen der PreussenElektra und der UGC, der von der European Federation of Energy Traders (*EFET*) entwickelt wurde. Auf seiner Grundlage können einzelne Handelsgeschäfte durch Angabe von nur wenigen Daten (Preis, Produkt, Menge) rechtsverbindlich abgeschlossen werden.

Daneben bestehen zwischen der PreussenElektra und der UGC Verträge, die die kurzfristige Vermarktung sowie den Einsatz der Kernkraftwerke durch die UGC regeln, und zwar in Form eines Dienstleistungsvertrags, eines Flexibilitätsvertrags und eines Reservelieferungsvertrags. Über letzteren wird sichergestellt, dass die PreussenElektra ihre im Rahmen der durchgeführten Handelsgeschäfte eingegangenen Lieferverpflichtungen insbesondere auch bei einem Ausfall der größten Einzelanlage erfüllen kann. Die PreussenElektra zahlt hierfür an die UGC eine Pauschale, zuzüglich der Kosten der in Anspruch genommenen Leistung und Arbeit im Anforderungsfall. Zwischen der PreussenElektra und der Uniper Kraftwerke GmbH besteht zudem ein Infrastrukturvertrag, auf dessen Grundlage die Uniper Kraftwerke GmbH für die PreussenElektra die EDV-seitigen Voraussetzungen für die Erfüllung regulatorischer Anforderungen des Energiemarkts im Wesentlichen abdeckt.

(iii) Vermarktung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms des E.ON-Konzerns

Nach der Abspaltung bestehen zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe verschiedene Verträge hinsichtlich der Vermarktung des aus Erneuerbaren Energien erzeugten Stroms in den Regionen Schweden, Großbritannien, USA und Deutschland.

Für die Regionen Deutschland, Schweden und Großbritannien erfolgt die Vermarktung des aus Erneuerbaren Energien, vor allem aus Windkraft, gewonnenen Stroms für den E.ON-Konzern durch die UGC auf Basis zwischen der betreffenden Einheit des E.ON-Konzerns und der UGC abgeschlossener Verträge. Die Zusammenarbeit wird für einen gewissen Zeitraum nach der Abspaltung fortgesetzt und voraussichtlich im Laufe des Jahres 2017 enden. Im Anschluss daran soll die Vermarktung über eine eigene Beschaffungs- und Vermarktungseinheit des E.ON-Konzerns erfolgen.

In den USA besteht zwischen der Uniper Global Commodities North America LLC und der zum E.ON-Konzern gehörenden EC&R Energy Marketing LLC ein Vertrag über die Preisabsicherung (*Hedging Service*) des aus Windenergie gewonnenen Stroms. Derzeit ist noch keine abschließende Entscheidung getroffen, ob der Hedging Service auch mittel- bis langfristig über die Uniper Global Commodities North America LLC, eine eigene Vermarktungseinheit des E.ON-Konzerns oder einen Dritten erfolgen wird. Aus diesem Grund ist der derzeitige Vertrag so strukturiert, dass die Preisabsicherung auch nach dem Wirksamwerden der Abspaltung fortgeführt werden kann.

(iv) Sonstige Verträge zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe

Zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe werden auch nach Wirksamwerden der Abspaltung weitere Vertragsbeziehungen im Zusammenhang mit der Vermarktung sowie dem Einkauf von Strom und Gas bestehen. Im Einzelnen handelt es sich u. a. um frei vereinbarte Strom- und Gaslieferungsverträge wie zwischen fremden Dritten sowie um verschiedene Dienstleistungsverträge (u. a. Dispatch, technische Abwicklung und Ausgleichsdienstleistungen).

Danach wird der Einkauf und Verkauf von Strom und Gas nach Wirksamwerden der Abspaltung bis auf weiteres sowohl für die Uniper Gruppe als auch für den E.ON-Konzern durch die UGC durchgeführt. Die Uniper Gruppe muss für diese Geschäfte Geld- sowie Wertpapiersicherheiten und -garantien unabhängig davon stellen, ob die Geschäfte wirtschaftlich für die Uniper Gruppe oder für den E.ON-Konzern abgewickelt werden. Insoweit besteht für die Uniper Gruppe das Risiko höherer Aufwendungen für Geld- und Wertpapiersicherheiten durch die UGC.

Darüber hinaus haben die E.ON SE und die UGC im August 2016 ein bindendes Term Sheet zum Abschluss eines sog. Umbrella Collateral Support Agreement unterzeichnet. Hierin verpflichtet sich die E.ON SE, spätestens bis zum Wirksamwerden der Abspaltung ein sog. Umbrella Collateral Support Agreement („UCSA“) mit der UGC abzuschließen. Gemäß dem Term Sheet ist die E.ON SE verpflichtet, der UGC durch das UCSA sog. Credit Support in verschiedenen Formen zur Verfügung zu stellen. Der Credit Support dient dazu, zusätzliche Anforderungen zu kompensieren, die die UGC zur Absicherung der für den E.ON-Konzern durchgeführten oben genannten Dienstleistungen gegenüber ihren Vertragspartnern erfüllen muss. Der gemäß Term Sheet unter dem UCSA durch die E.ON SE zur Verfügung zu stellende Credit Support variiert über die Laufzeit des UCSA abhängig von einer Marktwertbewertung und dem Erfüllungsrisiko der offenen Positionen zwischen der UGC und den verschiedenen Gesellschaften des E.ON-Konzerns. Neben dem gemäß Term Sheet zur Verfügung zu stellenden Credit Support in Höhe von bis zu € 850 Mio. wird die E.ON SE der UGC bei Erreichen bestimmter Schwellenwerte zusätzlich die Kosten im Zusammenhang mit der Stellung von Sicherheiten kompensieren. Das UCSA endet spätestens mit der Beendigung bzw. Abwicklung aller Transaktionen zwischen den Gesellschaften des E.ON-Konzerns und der UGC, die sich auf die o. g. Dienstleistungen beziehen.

12.1.8 Sonstige Vereinbarungen

(i) Übergangsverträge

Im Zuge der Verselbständigung der Uniper Gruppe hat die Uniper Holding GmbH mit der E.ON SE Transitional Service Agreements für die Erbringung von bestimmten Leistungen abgeschlossen.

Aufgrund dieser Vereinbarungen erbringt bzw. erbrachte die Uniper Holding GmbH seit dem 1. Januar 2016 bis zum Wirksamwerden der Abspaltung bestimmte Dienstleistungen an den E.ON-Konzern, insbesondere Beschaffungsleistungen im Bereich des deutschen Kernenergiegeschäfts, der

Stilllegung des deutschen Kernenergiegeschäfts, Tätigkeiten im Bereich des Rechnungswesens, Leistungen im Rahmen des Kreditrisikomanagements sowie Berichtsleistungen im Rahmen der EMIR. Die Vergütung erfolgt bzw. erfolgte wie mit fremden Dritten (*at arm's length*).

Die E.ON SE erbringt ihrerseits seit dem 1. Januar 2016 bis zum Wirksamwerden der Abspaltung an die Uniper Holding GmbH bestimmte Dienstleistungen und Beratungsleistungen, insbesondere in den Bereichen Rechnungslegung und Steuern, HSSE, Beschaffung, Treasury und im Zusammenhang mit der Abspaltung. Die Vergütung erfolgt wie mit fremden Dritten (*at arm's length*).

(ii) Gemeinsame Pensionsverwaltung

Die Pensionsverwaltung sowohl des E.ON-Konzerns als auch der Uniper Gruppe wird von der Energie-Pensions-Management GmbH wahrgenommen. Sie verwaltet die Versorgungszusagen der Unternehmen, insbesondere in den Durchführungswegen der betrieblichen Altersversorgung in der Bundesrepublik Deutschland. An der Energie-Pensions-Management GmbH ist die E.ON Beteiligungen GmbH, als 100 %ige Tochtergesellschaft der E.ON SE, zu 70 % und die Uniper Holding GmbH, die nach der Abspaltung eine 100 %ige Tochtergesellschaft der Gesellschaft sein wird, zu 30 % beteiligt. Für die Verwaltung der Energie-Pensions-Management GmbH als gemeinsames Unternehmen der Parteien ist ein selbständiger Konsortialvertrag und für die Erbringung ihrer Dienstleistungen sind Pensionsdienstleistungsverträge mit den Gesellschaften des E.ON-Konzerns und den Gesellschaften der Uniper Gruppe geschlossen worden.

(iii) Dienstleistungsverträge (Service Agreements)

Zwischen den Gesellschaften des E.ON-Konzerns und der Uniper Gruppe gibt es eine Vielzahl weiterer Dienstleistungsbeziehungen. Bei diesen handelt es sich z. B. um Verträge über Forschungsleistungen, Bauplanungsverträge und Verträge über die Bereitstellung von Serverleistungen. Sie wurden bereits vor der Abspaltung zu marktüblichen Konditionen (*at arm's length*) geschlossen. Sofern solche Leistungsbeziehungen bzw. deren vertragliche Dokumentation erst im Hinblick auf die Abspaltung erforderlich geworden sind, sind entsprechende Verträge mit der Maßgabe der Drittvergleichbarkeit bzw. zu marktüblichen Konditionen (*at arm's length*) geschlossen worden.

(iv) Mietverträge

Auch nach der Abspaltung bestehen zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe Miet- und Nutzungsverträge und evtl. dazugehörige Dienstleistungsvereinbarungen. Im Wesentlichen sind davon die Standorte der Uniper Gruppe in Hannover, Essen und Regensburg betroffen. Die bereits vor der Abspaltung bestehenden Verträge wurden zu marktüblichen Konditionen geschlossen und bleiben daher bis zu neuen Entscheidungen in derzeitiger Form bestehen.

(v) Sonstige materielle Verträge

Schließlich bestehen zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe noch weitere materielle Verträge, die vereinzelt auch über das Wirksamwerden der Abspaltung hinaus fortbestehen, die entweder ein jährliches Volumen von über € 10 Mio. haben oder aber Leistungen betreffen, die strategische Relevanz besitzen und deren Wegfall sich nachteilig auf das operative Geschäft auswirken würde. Es handelt sich um einzelne Vereinbarungen über punktuelle Beziehungen, u. a. in den Bereichen Vertrieb, Einkauf, Forschung und Entwicklung, Ausbildung, Archivierung und Markennutzung.

(vi) Kostenübernahmevereinbarungen

Die Uniper Beteiligungs GmbH und die E.ON SE sowie die Gesellschaft und die E.ON Beteiligungen GmbH haben am 18. Dezember 2015 jeweils eine Vereinbarung zur Übernahme bestimmter, bei der Uniper Beteiligungs GmbH bzw. der Gesellschaft anfallender Einnahmen und Ausgaben durch die E.ON SE bzw. die E.ON Beteiligungen GmbH abgeschlossen (beide Vereinbarungen zusammen die „**Kostenübernahmevereinbarungen**“). Die Kostenübernahmevereinbarungen stehen im Zusammenhang mit einer Konzerndienstleistungsvereinbarung zwischen der Gesellschaft, der Uniper Beteiligungs GmbH und der Uniper Holding GmbH, aufgrund derer die Gesellschaft und die Uniper Beteiligungs GmbH bestimmte Dienstleistungen zu Konzernleitungs- und Gruppenmanagementfunktionen an die Uniper Holding GmbH erbringen („**Dienstleistungsvereinbarung**“). Durch die

Kostenübernahmevereinbarungen werden solche Einnahmen und Ausgaben, die über die Einnahmen und Ausgaben für diese Dienstleistungen hinaus bei der Uniper Beteiligungs GmbH bzw. der Gesellschaft anfallen, von der E.ON SE bzw. der E.ON Beteiligungen GmbH übernommen. Erfasst sind von den Kostenübernahmevereinbarungen dabei insbesondere Ausgaben (oder Einnahmen) im Zusammenhang mit Geschäftsleitungs- oder Aufsichtsorganen der Uniper Beteiligungs GmbH und der Gesellschaft, direkte Ausgaben (oder Einnahmen) im Zusammenhang mit den gesellschaftsrechtlichen Maßnahmen aus Projekt „One2two“ Abspaltung, insbesondere direkt mit diesen Maßnahmen verbundene Beratungskosten von Rechtsanwälten, Steuerberatern und Wirtschaftsprüfern, bestimmte Ausgaben und Einnahmen im Zusammenhang mit Steuern sowie alle Ausgaben und Einnahmen, die von der Dienstleistungsvereinbarung nicht erfasst sind. Die E.ON Beteiligungen GmbH trägt zudem alle bei der Gesellschaft anfallenden Ausgaben (oder Einnahmen) im Zusammenhang mit der Börseneinführung der Gesellschaft, deren zuvor erfolgter Umwandlung in eine Societas Europaea (SE) sowie der Prüfung des Einzelabschlusses der Gesellschaft, der Konzernabschlussprüfung des E.ON-Konzerns 2015 sowie ggf. der Konzernabschlussprüfung des Uniper Konzerns 2016. Die Kostenübernahmevereinbarungen traten am 1. Januar 2016 in Kraft und enden automatisch mit der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE.

12.1.9 Rahmenvereinbarung

Die E.ON SE und die Gesellschaft haben eine Rahmenvereinbarung abgeschlossen, die dem am 18. April 2016 zur Durchführung der Abspaltung zwischen beiden Gesellschaften abgeschlossenen Abspaltungs- und Übernahmevertrag als Anlage beigefügt ist. Die Rahmenvereinbarung dient dem Zweck der Vollendung der konzerninternen Umstrukturierung zur Herstellung der Unternehmensbereiche E.ON und Uniper unterhalb der E.ON SE. Für eine nähere Beschreibung des Inhalts der Rahmenvereinbarung (siehe „11. Geschäftstätigkeit — 11.17 Wesentliche Verträge — 11.17.2 Rahmenvereinbarung“).

12.1.10 Personelle Verbindung zum E.ON-Konzern und Stimmrechtsvereinbarung

Zwischen dem E.ON-Konzern und der Uniper Gruppe bestehen einige personelle Verbindungen sowie die Absicht, eine Vereinbarung über die teilweise Nichtausübung der Stimmrechte der E.ON SE bei der Wahl von Aufsichtsratsmitgliedern der Gesellschaft in der Hauptversammlung der Gesellschaft abzuschließen.

(i) Personelle Verbindung zum E.ON-Konzern – Doppelmandate

Zwei Mitglieder des Aufsichtsrats der Gesellschaft, Dr. Johannes Teysen und Herr Michael Sen, sind zugleich Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Es ist beabsichtigt, dass Herr Dr. Johannes Teysen spätestens im ersten Halbjahr 2017 aus dem Aufsichtsrat der Gesellschaft ausscheidet. Der gegenwärtige Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft, Herr Dr. Bernhard Reutersberg, war bis zum 30. Juni 2016 Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Die Interessen der E.ON SE und der Gesellschaft sind nicht notwendig stets gleich gelagert, sodass durch die gleichzeitige oder in engem zeitlichen Zusammenhang stehende Ämterwahrnehmung in beiden Gesellschaften Interessenkonflikte oder potentielle Interessenkonflikte für diese Personen entstehen können. Darüber hinaus bestehen keine Interessenkonflikte oder potentielle Interessenkonflikte der Mitglieder des Vorstands bzw. der Mitglieder des Aufsichtsrats in Bezug auf ihre Verpflichtungen gegenüber der jeweiligen Gesellschaft. Für weitere Informationen siehe „17. Angaben über Organe der Gesellschaft — 17.2 Vorstand“ sowie „17.3 Aufsichtsrat“.

(ii) Entkonsolidierungsvereinbarung zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft

Die E.ON SE und die Gesellschaft beabsichtigen nach der Börsennotierung der Gesellschaft eine Entkonsolidierungsvereinbarung abzuschließen, um eine Entkonsolidierung der Uniper Gruppe spätestens im ersten Halbjahr 2017 zu erreichen. In der Entkonsolidierungsvereinbarung werden Regelungen zu der Nichtausübung von Stimmrechten durch die E.ON SE in Bezug auf die Wahl von Aufsichtsratsmitgliedern in der Hauptversammlung der Gesellschaft getroffen. Die Vereinbarung soll sicherstellen, dass trotz der bei der E.ON SE zunächst verbleibenden Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft von 46,65 %, die voraussichtlich eine Präsenzmehrheit in der Hauptversammlung der Gesellschaft darstellt, die Pflicht zur Vollkonsolidierung der Uniper Gruppe im Konzernabschluss der E.ON SE beendet wird.

In der Vereinbarung wird vorgesehen sein, dass die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH sich gegenüber der Gesellschaft verpflichten, ihre Stimmrechte bei der Wahl von zwei der sechs

gemäß Art. 40 der Verordnung (EG) 2157/2001 des Rates vom 8. Oktober 2001 über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE) („SE-VO“, im Folgenden wird auf einen gesonderten Hinweis auf die Verweisungen der Art. 9 und 10 der SE-VO verzichtet) von den Anteilseignern zu wählenden Aufsichtsratsmitgliedern der Gesellschaft nicht auszuüben. Ebenso wird die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH ihre Stimmrechte bei der Entscheidung über die vorzeitige Wiederwahl, die Wahl von Ersatzmitgliedern sowie die Abberufung von solchen Aufsichtsratsmitgliedern nicht ausüben, bei deren ursprünglicher Wahl sie ihre Stimmrechte nicht ausgeübt haben. Ferner ist vorgesehen, dass die Gesellschaft die von der E.ON SE erhaltenen Informationen über das Stimmverhalten der E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH ihre Stimmrechte im Zusammenhang mit der Wahl bzw. Abberufung von Aufsichtsratsmitgliedern der Gesellschaft unverzüglich auf ihrer Homepage veröffentlichen und mindestens bis zum Ablauf der Hauptversammlung, in der über die Wahl bzw. Abberufung entschieden wird, auf ihrer Homepage verfügbar halten wird.

Die Einhaltung der Vereinbarung durch die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH kann von der Gesellschaft sowie von Anteilseignern der Gesellschaft, deren Anteile zusammen einen anteiligen Betrag des Grundkapitals der Gesellschaft von zumindest € 50.000 erreichen, verlangt werden.

Die Vereinbarung soll für die Zeit bis zum Ende der fünften ordentlichen Hauptversammlung der Gesellschaft, die auf die ordentliche Hauptversammlung der Gesellschaft im Jahr 2017 folgt, gelten. Wird die Vereinbarung nicht bis spätestens sechs Monate vor ihrem Ablauf ordentlich gekündigt, soll sie sich bis zum Ende der fünften ordentlichen Hauptversammlung, die auf die sonst eintretende Beendigung dieser Vereinbarung folgt, verlängern. Unabhängig davon ist vorgesehen, dass die Vereinbarung automatisch endet, wenn der (mittelbare) Anteilsbesitz der E.ON SE an der Gesellschaft auf unter 20 % der Anteile fallen sollte.

12.1.11 Lieferungs- und Leistungsbeziehungen in den Geschäftsjahren 2015, 2014, 2013

Zwischen den Gesellschaften des E.ON-Konzerns und den Gesellschaften der Uniper Gruppe bestand in der Vergangenheit im Rahmen der Geschäftstätigkeit ein umfangreicher Lieferungs- und Leistungsaustausch. Erträge aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen des E.ON-Konzerns beruhten hauptsächlich auf Lieferungen von Gas und Strom an Weiterverteiler und kommunale Unternehmen, insbesondere an Stadtwerke. Die Geschäftsbeziehungen zu diesen Unternehmen unterscheiden sich grundsätzlich nicht von jenen Beziehungen, die mit kommunalen Unternehmen ohne Beteiligung des E.ON-Konzerns bestehen. Aufwendungen aus Transaktionen mit sonstigen nahestehenden Unternehmen entstanden vor allem aus Transaktionen mit dem E.ON-Konzern in Form von Gas-, Kohle- und Strombezügen.

Der E.ON-Konzern hat für die Uniper Gruppe Dienstleistungen für zentrale Unternehmensbereiche, wie z. B. IT-Dienstleistungen, personalbezogenen Leistungen und Rechnungswesen erbracht. Die Dienstleistungen wurden teilweise von E.ON-Konzerngesellschaften sowie von der E.ON SE erbracht. Die Uniper Gruppe war grundsätzlich in das konzernweite Cash Pooling und Cash Management der E.ON SE eingebunden und die Verzinsung der Cash Pool-Salden erfolgte zu marktüblichen Konditionen.

In der Uniper Gruppe wurden in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 Sicherungsgeschäfte gegen Wechselkursschwankungen im Wesentlichen über die E.ON SE durchgeführt. Sofern diese Termingeschäfte nach IFRS als derivative Finanzinstrumente einzustufen waren, wurden sie als derivative Forderungen bzw. Verbindlichkeiten fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Die Uniper Gruppe hat Leasingverträge mit dem E.ON-Konzern abgeschlossen und es bestanden verschiedene Finanzierungs- und Operating-Leasing Vereinbarungen. Der E.ON-Konzern hat Sicherheiten zugunsten der Uniper Gruppe ausgegeben.

In der Vergangenheit hat der Großteil der Mitarbeiter der Uniper Gruppe (insbesondere in deutschen und englischen Gesellschaften) an Pensionsplänen des E.ON-Konzerns partizipiert. Die Leistungen variierten je nach rechtlichen, steuerlichen und wirtschaftlichen Gegebenheiten des jeweiligen Landes und basierten in der Regel auf Beschäftigungsdauer und Entgelt der Mitarbeiter. Im Rahmen der Umstrukturierung wurde bzw. wird Planvermögen vom E.ON-Konzern auf die Uniper Gruppe übertragen.

Die Uniper Gruppe unterhielt auch Geschäftsbeziehungen mit ihren at equity bewerteten assoziierten Unternehmen und deren Tochterunternehmen und Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierten Beteiligungen und nicht vollkonsolidierten Tochterunternehmen und mit dem E.ON-Konzern, mit im E.ON-Konzern at equity bewerteten assoziierten Unternehmen und deren Tochterunternehmen und Gemeinschaftsunternehmen sowie zum Fair Value bilanzierten Beteiligungen und nicht vollkonsolidierten Tochterunternehmen des E.ON-Konzerns.

Erbrachte Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge und empfangene Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen im Verhältnis zum E.ON-Konzern in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

	Erbrachte Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge			Empfangene Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen		
	Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember			Geschäftsjahr endend zum 31. Dezember		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
	(geprüft, in € Mio.)			(geprüft, in € Mio.)		
E.ON SE	1.427	1.697	1.124	1.315	1.719	1.202
E.ON-Konzerngesellschaften	13.532	14.185	15.743	6.759	8.879	9.195
Assoziierte Unternehmen	558	580	930	556	704	584
Gemeinschaftsunternehmen	31	32	88	61	49	55
Sonstige nahestehende Unternehmen	275	401	347	42	89	177
Summe	15.823	16.895	18.232	8.733	11.458	11.213

Nachfolgend sind die erbrachten Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge und empfangene Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen im Verhältnis zum E.ON-Konzern in den ersten sechs Monaten bis 30. Juni 2016 und 2015 dargestellt:

	Erbrachte Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge		Empfangene Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen	
	Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni		Halbjahreszeitraum endend zum 30. Juni	
	2016	2015	2016	2015
	(ungeprüft, in Mio. €)		(ungeprüft, in Mio. €)	
E.ON SE	450	981	364	961
E.ON-Konzerngesellschaften	5.363	6.957	3.253	4.250
Assoziierte Unternehmen	181	357	187	270
Gemeinschaftsunternehmen	12	13	23	19
Sonstige nahestehende Unternehmen	175	189	134	28
Summe	6.181	8.497	3.961	5.528

Die Forderungen und Verbindlichkeiten der Uniper Gruppe gegen den bzw. gegenüber dem E.ON-Konzern stellten sich zu den angegebenen Stichtagen wie folgt dar:

	Zum 30. Juni 2016	Zum 31. Dezember		
	(ungeprüft, in Mio. €)	2015	2014	2013
Forderungen gegen		(geprüft, in Mio. €)		
E.ON SE	347	8.631	11.058	9.366
E.ON-Konzerngesellschaften	1.270	2.753	5.862	6.945
Assoziierte Unternehmen	490	551	875	873
Gemeinschaftsunternehmen	449	456	439	382
Sonstige nahestehende Unternehmen	50	50	36	55
Summe	2.606	12.441	18.270	17.621
Verbindlichkeiten gegenüber				
E.ON SE	1.013	10.069	7.124	7.627
E.ON-Konzerngesellschaften	1.782	2.974	7.997	8.819
Assoziierte Unternehmen	144	260	80	93
Gemeinschaftsunternehmen	41	51	39	32
Sonstige nahestehende Unternehmen	97	7	83	93
Summe	3.077	13.361	15.323	16.664

12.2 BEZIEHUNGEN ZU MITGLIEDERN DES VORSTANDS UND DES AUFSICHTSRATS

Die Abschnitte „17 — Angaben über Organe der Gesellschaft — 17.2 — Vorstand“ und „17 — Angaben über Organe der Gesellschaft — 17.3 — Aufsichtsrat“ sowie der Anhang zu den Kombinierten Abschlüssen für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 der im Abschnitt „20 — Finanzteil“ in diesem Prospekt abgedruckt ist, enthalten einen Überblick über die Vergütung, die Beteiligungen und die aktienorientierten Vergütungsbestandteile der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats.

13 ENERGIERECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Die Geschäftstätigkeit der Uniper Gruppe unterliegt den Vorgaben des nationalen Rechts der Länder, in denen sie ihre Geschäftstätigkeit ausübt. In den Mitgliedstaaten der EU besteht darüber hinaus die Besonderheit, dass sich Vorgaben aus Rechtsakten der EU ergeben, die in nationales Recht umzusetzen sind oder die unmittelbar, ohne Umsetzung, für die Marktteilnehmer gelten.

Dieser nationale bzw. europäische Rechtsrahmen, insbesondere die energie- und regulierungsrechtlichen Regelungen, unterliegen kontinuierlichen Änderungen durch Gesetzgebung, behördliche Praxis und gerichtliche Entscheidungen.

13.1 ÜBERBLICK UND GEGENWÄRTIGE SITUATION IN DER EU

In den Staaten der EU ist die Energiepolitik in weiten Teilen harmonisiert. Durch drei Gesetzgebungspakete zum Energiebinnenmarkt hat die EU die grundsätzliche Entwicklung in den letzten 20 Jahren bestimmt. Entsprechend den EU-Vorgaben ist der Energiemarkt in den Mitgliedstaaten der EU weitgehend liberalisiert.

Das vorerst letzte Dritte Energiebinnenmarktpaket der EU wurde im Jahr 2009 verabschiedet. Es enthält wichtige Regelwerke, die die Struktur des Markts in den letzten Jahren beeinflusst haben:

- die Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG („**Elektrizitätsrichtlinie**“);
- die Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG („**Gasrichtlinie**“);
- die Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 („**Stromhandelsverordnung**“);
- die Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 („**Erdgaszugangsverordnung**“); sowie
- die Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden.

Die Elektrizitätsrichtlinie und die Gasrichtlinie verlangen insbesondere die Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen, die bis dahin sowohl in der Stromerzeugung bzw. Gasgewinnung oder Gasimport und in der Versorgung tätig waren als auch ein Transportnetz betreiben durften. Des Weiteren schreibt das Paket einen vereinfachten Anbieterwechsel vor, um die Kundenstrukturen aufzulockern und den Wettbewerb anzuregen. Die Verordnung (EG) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates dient der Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung auf europäischer Ebene u. a. durch die nationale Implementierung eines dreistufigen Eskalationssystems für den Fall einer Versorgungskrise sowie die Erstellung von Präventions- und Notfallplänen.

Im Strom- und Gasmarkt unterliegen die Bereiche Erzeugung bzw. Beschaffung, Handel und Vertrieb in der EU innerhalb eines regulierten Rechtsrahmens dem freien Wettbewerb, während der Transport und die Verteilung von Strom und Gas grundsätzlich als natürliche Monopole der vollständigen Regulierung unterworfen sind.

Auf der Ebene der EU wird der Energiebinnenmarkt von der EU-Kommission (insbesondere den Generaldirektionen Energie und Wettbewerb) überwacht. Die Kooperation zwischen den verschiedenen nationalen Regulierungsbehörden der Mitgliedstaaten wird von der EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden („**ACER**“) koordiniert. Im Bereich der Finanzmarktregulierung, die auch für den Energiehandel relevant sein kann, erfolgt die Koordinierungsfunktion für die nationalen Regulierungsbehörden durch die ESMA.

Der Handel mit Strom und Gas innerhalb der EU wird insbesondere durch die Regelungen zum diskriminierungsfreien Netzzugang unter der Stromhandelsverordnung und der Erdgaszugangsverordnung sichergestellt. Zusätzlich wurde die Zusammenarbeit der

Übertragungsnetzbetreiber (Strom) und der Fernleitungsnetzbetreiber (Gas) durch die Gründung des Verbands Europäischer Übertragungsnetzbetreiber („**ENTSO-E**“) und des Verbands Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber („**ENTSO-G**“) institutionalisiert.

Auf Basis des Dritten Energiebinnenmarktpakets und den Vorgaben der EU-Kommission erarbeiten ENTSO-E und ENTSO-G nach Rahmenleitlinien von ACER europäische Netzkodizes zur Harmonisierung technischer und operativer Regeln des Netzbetriebs. Die Netzkodizes werden nach Konsultation durch ACER von der Kommission angenommen und als Verordnung erlassen. Besondere Bedeutung kommt auf dem Weg zur Herstellung des Energiebinnenmarkts der Kapazitätsallokation und dem Engpassmanagement zu. Die im August 2015 in Kraft getretene Verordnung (EU) Nr. 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement soll im Strombereich für eine fortschreitende Vereinheitlichung dieser Verfahren sorgen. Im Gasbereich gilt seit 1. November 2015 die Verordnung (EU) Nr. 984/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen und zur Ergänzung der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates. Im Mai 2016 ist die Verordnung (EU) Nr. 2016/631 der Kommission vom 14. April 2016 zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger in Kraft getreten. Sie enthält harmonisierte Vorschriften für den Netzanschluss von neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen. Die Anforderungen gelten jedoch erst ab Mai 2019 und nur für neu errichtete Anlagen. Gegenwärtig werden auf europäischer Ebene Änderungen zu diesen EU Netzkodex Kapazitätszuweisungsmechanismen (sog. NC CAM) beraten. Unter anderem soll die Buchung unterbrechbarer Transportkapazitäten an Netzkopplungspunkten stark eingeschränkt werden. Dies betrifft etwa Grenzübergangspunkte zu Deutschland, an denen ein Importeur Gas übernimmt. Dies könnte dazu führen, dass das Gas nicht mehr am Grenzübergangspunkt sondern nur noch an Gashandelspunkten (sog. Hubs) übergeben werden kann und in der Folge zusätzliche Transportkosten entstehen und/oder mit den Vorlieferanten eine Anpassung von Vertragsbedingungen verhandelt werden müsste. Sollten diese Änderungen im laufenden Gesetzgebungsverfahren angenommen werden, könnten sie Mitte 2017 in Kraft treten.

Die REMIT-Verordnung enthält zum einen Maßnahmen zur Förderung der Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts, zum anderen regelt sie Verbote missbräuchlicher Praktiken für den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten. Unter den Begriff des Energiegroßhandelsprodukts fallen grundsätzlich sowohl Verträge über die physische Lieferung und Verteilung von Strom oder Gas als auch rein finanziell erfüllte Derivategeschäfte, die Strom oder Gas betreffen. Allerdings gilt das in der REMIT-Verordnung normierte Verbot des Insiderhandels (flankiert durch die Verpflichtung zur Veröffentlichung von entsprechenden Insiderinformationen) und der Marktmanipulation nur für solche Energiegroßhandelsprodukte, die nicht zugleich als Finanzinstrumente dem Anwendungsbereich der zwischenzeitlich aufgehobenen Richtlinie 2003/6/EG über Insidergeschäfte und Marktmanipulation (sog. „**Marktmissbrauchsrichtlinie**“) unterfallen. Für solche Energiegroßhandelsprodukte, die zugleich Finanzinstrumente sind, ergibt sich das Verbot des Insiderhandels und der Marktmanipulation seit 3. Juli 2016 unmittelbar aus der Marktmissbrauchsverordnung.

Zur Förderung der Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts verlangt REMIT von sämtlichen Marktteilnehmern sich bei ihrer nationalen Regulierungsbehörde registrieren zu lassen, Insiderinformationen grundsätzlich effektiv und rechtzeitig öffentlich bekannt zu geben sowie Fundamental- und Transaktionsdaten an ACER zu melden. Auf dieser Grundlage überwacht ACER den Handel mit Energiegroßhandelsprodukten auf europäischer Ebene.

Flankierend zur REMIT-Verordnung bestimmt die Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten (die sog. „**Transparenz-Verordnung**“), dass Marktteilnehmer verpflichtet sind, bestimmte Daten zu Erzeugung, Transport und Verbrauch von Strom an die Übertragungsnetzbetreiber zu übermitteln, die diese Daten wiederum an ENTSO-E weiterleiten. ENTSO-E veröffentlicht die Daten auf einer zentralen Transparenzplattform.

Neben den energiehandelsspezifischen Vorschriften ergeben sich für die Uniper Gruppe finanzmarktregulatorische Anforderungen aus der MiFID. Nach der MiFID unterliegt der Handel mit Finanzinstrumenten bestimmten Erlaubnis-, Organisations- und Verhaltenspflichten. Zu den Finanzinstrumenten zählen auch Warenderivate, d. h. finanziell erfüllte Termingeschäfte in Strom, Gas, Öl oder Kohle sowie physisch erfüllte Verträge, sofern sie (i) optional auch in Geld erfüllt werden können, (ii) an einem geregelten Markt oder über ein multilaterales Handelssystem gehandelt werden oder (iii) Merkmale anderer derivativer Instrumente (wie Clearing oder Margining) aufweisen.

Bislang sind vom Anwendungsbereich der MiFID u. a. solche Unternehmen ausgenommen, deren Haupttätigkeit im Handel für eigene Rechnung mit Waren und/oder Warenderivaten besteht, sofern sie nicht einer Unternehmensgruppe angehören, deren Haupttätigkeit in der Erbringung von Finanzdienstleistungen oder dem Betreiben von Bankgeschäften besteht. Hiernach sind auch Eigengeschäfte der Uniper Gruppe in Bezug auf Energiederivate grundsätzlich erlaubnisfrei. Diese Warenterminhändlerausnahme wird jedoch durch die Neufassung der MiFID in der MiFID II wegfallen. Die MiFID II sollte ursprünglich bis zum 3. Juli 2016 in nationales Recht umgesetzt werden und ihre Anforderungen sollten ab dem 3. Januar 2017 gelten. Für die Umsetzung bedarf es jedoch noch weiterer Konkretisierungen durch die Technischen Standards der ESMA, in denen u. a. erweiterte Berichtspflichten und die Pflicht zur Einhaltung von Positionslimits enthalten sind. Wegen der komplexen technischen Strukturen, die zur Umsetzung der Richtlinie eingerichtet werden müssen, wurde das Inkrafttreten der MiFID II um ein Jahr auf den 3. Januar 2018 verschoben.

Nach der MiFID II sind nur noch solche Energiehandelsunternehmen vom Anwendungsbereich der Richtlinie ausgenommen, die für eigene Rechnung mit Warenderivaten, Emissionszertifikaten oder Derivaten davon handeln oder die in Bezug auf Warenderivate, Emissionszertifikate oder Derivate davon andere Wertpapierdienstleistungen als den Handel für eigene Rechnung für die Kunden oder Zulieferer ihrer Haupttätigkeit erbringen, sofern dies in jedem dieser Fälle auf individueller und aggregierter Basis auf der Ebene der Unternehmensgruppe eine Nebentätigkeit zu ihrer Haupttätigkeit darstellt und diese Haupttätigkeit weder in der Erbringung von Wertpapierdienstleistungen noch in der Erbringung von Bankgeschäften oder in der Tätigkeit als Market-Maker in Bezug auf Warenderivate besteht („**Nebentätigkeitsausnahme**“). Wann eine Tätigkeit als Nebentätigkeit anzusehen ist, wird derzeit durch die ESMA und die EU-Kommission im Rahmen von Technischen Standards konkretisiert. Inwiefern diese Nebentätigkeitsausnahme für die Handelsgeschäfte der Uniper Gruppe anwendbar ist, kann erst nach Finalisierung der Technischen Standards, die für Ende 2016 erwartet wird, endgültig beurteilt werden.

Neben der MiFID II ist die – nach einer Verschiebung um ein Jahr – ab dem 3. Januar 2018 unmittelbar geltende MiFIR relevant. Die MiFIR regelt im Schwerpunkt Transparenz- und Meldepflichten.

Die wesentlichen Regelungen der zwischenzeitlich aufgehobenen Marktmissbrauchsrichtlinie wurden in die Marktmissbrauchsverordnung überführt. Daneben trat die Richtlinie 2014/57/EU über strafrechtliche Sanktionen bei Marktmanipulation in Kraft, welche strafrechtliche Sanktionen für Insidergeschäfte, unrechtmäßige Offenlegung von Insiderinformationen und Marktmanipulation fordert. Auch die entsprechende Anstiftung, bzw. Beihilfe und der Versuch dieser Taten sollen strafrechtlich sanktioniert werden. Die Umsetzung in nationales Recht erfolgte zum 2. Juli 2016.

Der OTC-Handel wird insbesondere durch die EMIR reguliert, die neben der Pflicht zur Abwicklung des derivativen OTC-Handels über Clearingstellen auch die Meldung sämtlicher Derivategeschäfte an ein Transaktionsregister vorsieht. Nicht im Finanzmarktbereich tätige Unternehmen, die mit Derivaten handeln (sog. nicht finanzielle *Counterparties*), sind von der Clearingpflicht unter der EMIR befreit, wenn ihr Transaktionsvolumen in verschiedenen Assetklassen unterhalb bestimmter Schwellenwerte liegt. Transaktionen, welche der Risikominimierung dienen, bleiben bei der Berechnung des für die Clearingschwelle relevanten Transaktionsvolumens außer Betracht. Die Uniper Gruppe führt fortlaufend ein Monitoring durch, welches die Unterschreitung der Schwellenwerte überwacht und sicherstellt.

Um bei physischen Engpässen im grenzüberschreitenden Handel eine möglichst effiziente Nutzung vortägig verfügbarer Übertragungskapazitäten zu erreichen, wurden verschiedene nationale Strommärkte miteinander gekoppelt (*Market Coupling*). Market Coupling bezeichnet ein Verfahren zur Kopplung benachbarter Stromspotmärkte mittels sog. impliziter Auktionen. Hierbei werden die Vergabe von grenzüberschreitenden Transportkapazitäten für Strom und der grenzüberschreitende Stromhandel in einem einheitlichen Prozess durchgeführt, um verfügbare Kapazität optimal auszunutzen. Es werden Stundenpreise für die gekoppelten Märkte errechnet. Sofern ausreichend Kapazität vorhanden ist, sind die Marktpreise der gekoppelten Märkte identisch. Die Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führt in den nächsten Jahren schrittweise ein EU-weites einheitliches Market Coupling der nationalen bzw. der bereits mehrere nationale Märkte umfassenden regionalen Market Coupling Zonen für den vortägigen (*day-ahead*) und untertägigen (*intra-day*) Stromhandel ein.

Aufgrund der Abhängigkeit der Mitgliedstaaten der EU von Erdgasimporten ist die Gewährleistung einer sicheren Erdgasversorgung von besonderer Bedeutung. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des

Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates (sog. „**SoS-Verordnung**“) dient der Vorsorge für den Fall einer Versorgungskrise. Sie sieht zu diesem Zweck einen umfassenden Maßnahmenkatalog und die nationale Implementierung eines dreistufigen Eskalationssystems (Frühwarn-, Alarm- und Notfallstufe) für den Fall einer Versorgungskrise vor. Ferner werden die Mitgliedstaaten verpflichtet das vorgesehene Krisenmanagement nebst präventiven Maßnahmen im Rahmen von Präventions- und Notfallplänen vorab festzulegen. Daneben sieht die SoS-Verordnung die Einrichtung von Kapazitäten für den Umkehrfluss an grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen vor. Im Februar 2016 hat die EU-Kommission als Teil des sog. Winterpakets zur Energieunion einen Entwurf für eine Änderung der SoS-Verordnung vorgelegt. Danach sollen die Mitgliedstaaten weitere regionale Risikobewertungen vornehmen und sich zur gegenseitigen Unterstützung durch grenzüberschreitende Lieferungen verpflichten. Der Abschluss oder die Anpassung von Gaslieferverträgen mit Lieferanten aus Nicht-EU-Staaten, die 40 % des jährlichen nationalen Gasverbrauchs abdecken, soll der EU-Kommission gemeldet werden.

Das Zusammenwachsen des europäischen Strom- und Gasmarkts wird von einer Vielzahl weiterer Regelungen und politischer Programme auf europäischer Ebene begleitet. Wichtige Regelungen in diesem Zusammenhang sind der Energiefahrplan 2050 der EU-Kommission von 2011, der Energieeffizienzplan der EU-Kommission von 2011, die Energieeffizienzrichtlinie (die 2017 novelliert werden soll), die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, der Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 für die EU von 2014, die Leitlinien der EU-Kommission für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, die Richtlinie 2005/89/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über Maßnahmen zur Gewährleistung der Sicherheit der Elektrizitätsversorgung und von Infrastrukturinvestitionen sowie die weiteren von ACER und ENTSO-E erarbeiteten Netzkodizes. Weiterhin zu beachten sind die europarechtlichen Leitlinien auf Grundlage der Stromhandelsverordnung, z. B. zum Ausgleichsmechanismus.

13.2 AKTUELLE ENTWICKLUNGEN UND AUSBLICK

Bereits seit etwa zwanzig Jahren ist die Schaffung eines gemeinsamen Energiemarkts ein wichtiges Ziel der EU. Im Februar 2015 hat die EU-Kommission eine Strategie zur Verwirklichung einer Europäischen Energieunion vorgestellt. Diese Energieunion ist eines der vorrangigen Ziele der EU-Kommission unter Jean-Claude Juncker. Durch die Energieunion soll in Europa eine sichere, preisgünstige und nachhaltige Energieversorgung über nationale Grenzen hinaus konkret geplant und umgesetzt werden. Die Energieunion ist auf die vollständige Integration nationaler Energiemärkte mit dem Ziel eines EU-weit freien Energieflusses gerichtet. Daneben umfasst sie vier weitere eng miteinander verknüpfte Aspekte: Versorgungssicherheit, Energieeffizienz, Emissionsminderung sowie Forschung und Innovation (Quelle: *COM/2015/080 final*). Als erste Schritte auf dem Weg zur Energieunion hat die EU-Kommission im Juli 2015 das sog. „Sommerpaket“ und im Februar 2016 das sog. „Winterpaket“ veröffentlicht. Das Sommerpaket enthielt insbesondere erste Ideen zur Schaffung eines neuen Strommarktdesigns, die von Juli bis Oktober 2015 Gegenstand einer öffentlichen Konsultation waren. Die EU-Kommission plant im Herbst oder gegen Ende 2016 ein Legislativpaket für ein neues Strommarktdesign vorzulegen. Darin wird sie voraussichtlich u. a. Vorschläge für eine Stärkung der Wettbewerbsmärkte im Strombereich, klare Investitionssignale für neue Erzeugungskapazitäten (etwa durch ungehinderte Preissignale), die weitere Integration der Erneuerbaren Energien in Wettbewerbsmärkte, eine harmonisierte Beurteilung von Kapazitätsmechanismen und die Stärkung des grenzüberschreitenden Stromhandels unterbreiten. Das Winterpaket konzentriert sich auf die Verbesserung der Versorgungssicherheit sowie die Energieeffizienz. Unabhängig davon führt die EU-Kommission derzeit eine beihilferechtliche Sektoruntersuchung durch, in der Kapazitätsmechanismen einiger Mitgliedstaaten zur Förderung von Investitionen in neue Kraftwerke oder zur Sicherstellung des Weiterbetriebs von bestehenden Kraftwerken untersucht werden. Außerdem endete im Oktober 2015 eine Konsultation zur Risikovorsorge im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit. Angesichts all dieser Entwicklungen sind in den folgenden Jahren einige bedeutsame Änderungen der europäischen Gesetzgebung im Energiebereich zu erwarten.

Die Entwicklung einer umfassenden Strategie für LNG und Erdgasspeicher gehört nach Auffassung der EU-Kommission ebenfalls zu den wesentlichen Voraussetzungen einer funktionierenden Energieunion. In ihrer im Februar 2016 veröffentlichten Mitteilung über eine EU-Strategie für Flüssigerdgas und die Speicherung von Gas (COM (2016) 49 final) stellt die

EU-Kommission fest, dass LNG- und Gasspeicherkapazitäten in der EU im Prinzip ausreichend vorhanden sind, allerdings nicht alle Mitgliedstaaten ausreichend Zugang zu diesen Kapazitäten haben. Dementsprechend will die EU-Kommission vor allem die grenzüberschreitende und breitere regionale Verfügbarkeit von LNG- und Gasspeicherkapazitäten verbessern und neue LNG-Hubs in Mittel- und Südosteuropa, im Ostseeraum, in Südwesteuropa und im Mittelmeerraum fördern. Hinsichtlich der Einspeicherungs- und Entnahmetarife sollen Netzkodizes entwickelt werden, damit gleiche Bedingungen für konkurrierende Flexibilitätsinstrumente geschaffen werden.

Im Zuge der Diskussionen über die Erreichung der langfristigen europäischen Klimaschutzziele im Jahr 2050 wird eine Strukturreform und Anpassung der europäischen Gesetzgebung zum Emissionshandel erörtert. In einem Entwurf der EU-Kommission vom Juli 2015 ist u. a. vorgesehen die Zahl der in der aktuellen dritten Handelsphase bis Ende 2020 im europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung stehende Gesamtmenge der CO₂-Zertifikate jährlich stärker als zunächst geplant zu kürzen und die Benchmarks für Emissionen an den technologischen Fortschritt anzupassen, um so effizientere Anlagen weiter zu belohnen. Konkret wurde bislang die Einführung der MSR beschlossen, die ab dem Jahr 2019 die aktuell am Markt im Überschuss vorhandene Zahl an CO₂-Zertifikaten verringern soll (siehe „2. Risikofaktoren – 2.3 Marktrisiken für das Geschäft der Uniper Gruppe – 2.3.4 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus steigenden Kosten für Emissionszertifikate.“).

Auf EU-Ebene wird die Einführung einer Finanztransaktionssteuer diskutiert. Grundlage der Verhandlungen bildet ein Vorschlag der EU-Kommission aus dem Jahr 2013, welcher darauf abzielt, die Kernelemente der mitgliedstaatlichen Initiativen für eine Besteuerung von Finanzdienstleistungen zu harmonisieren. Im Dezember 2015 haben zehn Mitgliedstaaten der EU eine politische Einigung für eine solche Steuer erzielt (aus der ein Land bereits wieder ausgeschert ist), die zumindest für eine Kerngruppe von Mitgliedstaaten der EU, einschließlich Deutschland, gelten soll. Die endgültige Entscheidung für die Einführung bedarf jedoch noch weiterer Abstimmungen.

Der Energiehandel wird durch die in den Mitgliedstaaten der EU geplante Umsetzung der MiFID II sowie der MiFIR weiter regulatorisch ausgestaltet. Beide Rechtsakte werden Anfang 2018 anwendbar sein.

Zudem könnten sich bei einem Inkrafttreten des Vorschlags der EU-Kommission für eine Richtlinie über die Verringerung der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe und zur Änderung der Richtlinie 2003/35/EG vom 18. Dezember 2013 („**NEC-Richtlinie**“) Änderungen für von der Uniper Gruppe betriebene Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen ergeben. Am 30. Juni 2016 wurde auf europäischer Ebene der finale Text der NEC-Richtlinie abgestimmt. Darin werden insbesondere neue nationale Emissionsobergrenzen für sechs prioritäre Luftschadstoffe für den Zeitraum 2020 bis 2030 festgelegt und die Liste prioritärer Luftschadstoffe um Feinstaub sowie das Treibhausgas Methan ergänzt. Der finale Entwurf der NEC-Richtlinie soll im November 2016 vom Europäischen Parlament und danach vom Europäischen Rat verabschiedet werden, sodass er Anfang 2017 in Kraft treten kann. Die Mitgliedstaaten müssen die NEC-Richtlinie dann binnen 18 Monaten in nationales Recht umsetzen.

13.3 ENERGIERECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN IN DEUTSCHLAND

13.3.1 Überblick

Der deutsche Energiemarkt wird geprägt durch die Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU. Durch das EnWG wurden die Märkte für Strom und Gas im Jahr 2005 vollständig liberalisiert und die unionsrechtlichen Vorgaben zur Entflechtung von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen sowie zum diskriminierungsfreien Netzzugang in nationales Recht umgesetzt. Das EnWG gibt den Rahmen für die wettbewerbliche Ausgestaltung der Strom- und Gasmärkte vor und soll eine sichere, umweltverträgliche und preisgünstige Energieversorgung sicherstellen.

Daneben enthalten zahlreiche weitere gesetzliche und untergesetzliche Regelungen wichtige Vorgaben für die Marktteilnehmer. Besonders hervorzuheben sind:

- das EEG;
- das Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen („**GWB**“);
- die Stromnetzzugangsverordnung und die Gasnetzzugangsverordnung;

- die StromNEV, die GasNEV und die Anreizregulierungsverordnung;
- das Kraftwärmekopplungsgesetz („KWKG“);
- das Energieleitungsausbaugesetz und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz;
- die Netzreserveverordnung und (nach Erlass) die Kapazitätsreserveverordnung;
- Umwelt- und planungsrechtliche Regelungen, insbesondere das Bundes-Immissionsschutzgesetz sowie Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz („TEHG“);
- Vorgaben zur Regulierung des Energiehandels, die insbesondere durch europarechtliche Regelungen geprägt werden.

13.3.2 Aktuelle Entwicklungen und Ausblick

In Deutschland bestimmen seit einigen Jahren der Ausstieg aus der Kernkraft und der gleichzeitige Umstieg auf Erneuerbare Energien sowie die damit verbundenen Auswirkungen auf die Struktur der Erzeugungsmärkte und der Energienetze (sog. Energiewende) die rechtlichen und wirtschaftlichen Entwicklungen auf dem deutschen Energiemarkt. Der seit dem Jahr 2000 verfolgte Atomausstieg wurde nach der Fukushima-Katastrophe im Jahr 2011 beschleunigt und soll bis zum Jahr 2022 abgeschlossen werden. Das wird in großem Maße durch den Zubau Erneuerbarer Energien kompensiert: Nachdem der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland seit dem Jahr 2000 bereits von 6,2 % auf 32,6 % im Jahr 2015 gestiegen ist (Quelle: *BMWi, Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland, Stand Februar 2016*), sieht das EEG für die Zukunft Ausbauziele von 40-45 % im Jahr 2025 und 55-60 % im Jahr 2035 vor. Der Schwerpunkt liegt in Deutschland dabei auf Offshore-Windenergie und Photovoltaik. Die zentralen Vorhaben zur Energiewende in der 18. Legislaturperiode hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie („BMWi“) in seiner im Juni 2014 erstmals veröffentlichten und zuletzt im Januar 2016 fortgeschriebenen sog. „10-Punkte-Energie-Agenda“ zusammengefasst (Quelle: *BMWi, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/10-9/10-punkte-energie-agenda-zweite-fortschreibung,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Stand 27. Juli 2016*). Sie sieht u. a. vor, die Förderung der Erneuerbaren Energien zukunftsfähig und wettbewerbsfähig zu machen, für einen effizienten Kraftwerkseinsatz bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien zu sorgen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, die europäische Zusammenarbeit zur Integration der Märkte weiter voranzutreiben, die Gasversorgung auch in Zukunft sicher auszugestalten sowie die Energieeffizienz zu steigern. Im Juli 2015 hat die Bundesregierung in ihrem Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zwanzig konkrete Maßnahmen vorgestellt, die für eine Anregung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt sorgen, vor einer Beeinträchtigung der freien Preisbildung schützen und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleisten sollen (Quelle: *BMWi, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/weissbuch,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>; Stand 27. Juli 2016*).

Diese Maßnahmen werden schrittweise umgesetzt. Hiermit gehen Änderungen der zentralen nationalen Energierechtsbestimmungen einher.

Zum 1. Januar 2017 wird die nächste Reform des EEG in Kraft treten (EEG 2017). Damit wird ab 2017 der grundsätzliche Systemwechsel zur Ermittlung der Fördersätze für Windkraft-, Solar- und Biomasseanlagen durch Ausschreibung vollzogen, die Erneuerbaren Energien stärker an den Markt herangeführt und deren künftiger Ausbau planvoll gestaltet (etwa durch Vorgabe von technologiespezifischen Zubaukorridoren).

Das bereits am 1. Januar 2016 in Kraft getretene KWKG 2016 zielt auf eine maßvolle Förderung der KWK, die mit den anderen Zielen der Energiewende kompatibel ist. So wird der Übergang von bestehenden Steinkohle-KWK-Anlagen zu Gas-KWK-Anlagen durch Zahlung von Zuschlägen an letztere angeregt. Betreiber von bestehenden KWK-Anlagen erhalten unter bestimmten Bedingungen einen Anspruch auf eine zeitlich befristete Förderung, wenn die KWK-Anlage eine elektrische Leistung von mehr als zwei MW aufweist. Industrielle KWK-Anlagen zur Eigenversorgung sollen außerhalb der stromkostenintensiven Industrie gefördert werden. Grundsätzlich fällt die KWK-Umlage nunmehr bei einem Jahresverbrauch bis zu einer Gigawattstunde in voller Höhe an.

Im Juli 2016 wurde zudem ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende erlassen, dessen Kernstück das neue Messstellenbetriebsgesetz ist. Ziel des Gesetzes ist es, einen rechtlichen Rahmen für den Einbau sog. intelligenter Messsysteme (*Smart-Meter*) zu schaffen. Dabei handelt es sich um in ein Kommunikationsnetz eingebundene und steuerbare digitale Zähler. Energienutzer mit einem Mindestverbrauch von 6.000 kWh pro Jahr müssen stufenweise mit intelligenten Messsystemen

ausgestattet werden, beginnend im Jahr 2017 mit Großverbrauchern. Das Messstellenbetriebsgesetz regelt die Einzelheiten und den Zeitplan für die Umrüstung auf Smart-Meter. Ein weiterer wesentlicher Bestandteil des Messstellenbetriebsgesetzes ist die Schaffung einer eigenständigen Marktrolle für den Messbetrieb, die wettbewerblich organisiert werden soll. Darüber hinaus wird die zulässige Datenkommunikation zur Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit in modernen Energienetzen geregelt.

Ein zentraler Punkt der Energiemarktreformen ist das sog. Strommarktgesetz, mit dem im Juli 2016 das EnWG und weitere Gesetze und Verordnungen wesentlich angepasst wurden. Mit der Novelle werden die Grundsätze eines wettbewerblichen Strommarkts im EnWG festgeschrieben. Insbesondere soll sich der Strompreis frei am Markt bilden können, auch in Zeiten von Knappheit und hohen Preisen an den Strombörsen. Eine Beschränkung des Strompreises durch regulatorische Eingriffe darf nicht erfolgen. Durch die Zulassung von Spitzenpreisen in Knappheitssituationen sollen Betreiber von (konventionellen) Erzeugungsanlagen die Möglichkeit haben, ihre Investitionen zu amortisieren. Weitere Ziele der Novelle sind die Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage, die Ermöglichung eines Wettbewerbs zwischen flexibler Erzeugung, flexibler Nachfrage und Speichern, die Stärkung der Bilanzkreisreue, die Erhöhung der Transparenz und die Einbettung des deutschen Strommarkts in den europäischen Binnenmarkt. Zudem sollen mehr Anbieter Zugang zu den Regelleistungsmärkten bekommen, um so den Wettbewerb auf diesen Märkten zu erhöhen und die Kosten für die Verbraucher zu senken. Gleichzeitig werden die Vergütungsregelungen für Redispatch-Maßnahmen angepasst, sodass Betreiber von in Anspruch genommenen Erzeugungsanlagen nunmehr insbesondere auch den anteiligen Wertverbrauch und entgangene Erlöse ersetzt bekommen.

Die zunächst in Betracht gezogene Einführung eines Kapazitätsmarkts wurde zugunsten eines weiterentwickelten Energy-only-Markts (sog. Strommarkt 2.0) aufgegeben. Auf einem Energy-only-Markt werden nur tatsächliche Energielieferungen vergütet, nicht aber die Bereitstellung von Kapazität (Leistung). Zur Absicherung der Versorgungssicherheit soll dieser Energy-only-Markt durch vier Reservemechanismen ergänzt werden. Diese sollen dann einspringen, wenn auf den Strommärkten nicht genügend Strommengen zur Deckung der Nachfrage angeboten werden oder wenn die Stabilität des Stromnetzes bedroht ist. Eine neu eingeführte Kapazitätsreserve soll zum Einsatz kommen, wenn der Handel am Energy-only-Markt und der Einsatz von Regelenergie ausnahmsweise nicht die Versorgungssicherheit gewährleisten können. Dazu sollen die Übertragungsnetzbetreiber Erzeugungskapazitäten und abschaltbare Lasten im Umfang von 2 GW durch Ausschreibungen beschaffen. Die Kapazitätsreserve soll erstmals zum Winterhalbjahr 2018/2019 bereitstehen. Kraftwerke in der Kapazitätsreserve dürfen nicht am regulären Strommarkt teilnehmen und müssen nach Teilnahme an der Kapazitätsreserve stillgelegt werden. Die BNetzA kann den Umfang der Kapazitätsreserve ab dem Jahr 2020 auf bis zu 5 % der Jahreshöchstlast in Deutschland anpassen. Details, insbesondere zur Vergütung, werden in einer noch zu erlassenden Kapazitätsreserveverordnung geregelt. Neben der Kapazitätsreserve gibt es die bereits bestehende sog. Netzreserve. Die Netzreserve dient zur Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung. Sie wird von den Übertragungsnetzbetreibern beschafft und eingesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber schließen dazu Verträge insbesondere mit Betreibern von Kraftwerken ab, die vorläufig oder endgültig stillgelegt werden sollen, aber von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant eingestuft wurden und daher nicht stillgelegt werden dürfen. Details, insbesondere zur Vergütung, sind im EnWG und in der Netzreserveverordnung geregelt. Die Kraftwerke in der Netzreserve, die zur endgültigen Stilllegung vorgesehen waren, dürfen nach Teilnahme an der Netzreserve nicht mehr am Strommarkt teilnehmen und müssen stillgelegt werden. Als dritten Reservemechanismus können die Übertragungsnetzbetreiber bis zu 2 GW neue Erzeugungskapazitäten als sog. Netzstabilitätsanlagen selbst errichten und zur Absicherung der Netzsicherheit einsetzen. Die Netzstabilitätsanlagen sollen insbesondere einen ab dem Jahr 2022 infolge des Kernenergieausstiegs drohenden Mangel an Erzeugungskapazitäten in Süddeutschland überbrücken, bis durch den Netzausbau in Nord-Süd Richtung ausreichende Übertragungskapazitäten für Strom aus Norddeutschland zur Verfügung stehen. Der Bedarf an Netzstabilitätsanlagen wird erstmals bis Ende März 2017 von der BNetzA festgestellt. Der vierte Reservemechanismus dient in erster Linie dazu, die Klimaziele Deutschlands bis 2020 zu erreichen. Für einen Übergangszeitraum sollen acht alte Braunkohlekraftwerke, von denen keines zur Uniper Gruppe gehört, gegen Kostenerstattung in eine sog. Sicherheitsbereitschaft überführt und 2020 endgültig stillgelegt werden, um CO₂-Emissionen einzusparen. Die verschiedenen Reservemechanismen (mit Ausnahme der Sicherheitsbereitschaft) dürfen erst umgesetzt werden, wenn die EU-Kommission sie nach Europäischem Beihilferecht genehmigt hat.

Entgelte für den Zugang zu Energietransportnetzen sind staatlich reguliert und in den einzelnen Regionen unterschiedlich hoch. Der Vorschlag der BNetzA, bundesweit einheitliche Netzentgelte auf der Ebene der Übertragungsnetze einzuführen, wurde im Strommarktgesetz nicht aufgegriffen. Je nachdem, in welchen Regionen die von der Uniper Gruppe belieferten Kunden sich befinden, kann eine Vereinheitlichung der Netzentgelte eine Erhöhung oder Absenkung der Transportkosten bedeuten.

Die Anreizregulierungsverordnung wurde im August 2016 geändert, um insbesondere die Finanzierung des Ausbaus der für die Energiewende besonders wichtigen Verteilernetze zu erleichtern.

Der Netzausbau hat aus Sicht der Bundesregierung höchste Priorität. Durch das Energieleitungsausbaugesetz und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz sollen die Planungsverfahren insbesondere für länderübergreifende Höchstspannungsleitungen beschleunigt werden. Der BNetzA wurden insoweit umfangreiche Kompetenzen übertragen. Im aktuellen Netzentwicklungsplan Strom hat die BNetzA nur 63 der 92 von den Übertragungsnetzbetreibern vorgeschlagenen Ausbau- und Verstärkungsmaßnahmen bestätigt. Der Bundesbedarfsplan soll auf Basis des bestätigten Netzentwicklungsplans aktualisiert werden. Zur Erhöhung der Akzeptanz des Netzausbaus bei den vor Ort Betroffenen sollen künftig Höchstspannungsgleichstromleitungen grundsätzlich als Erdkabel verlegt werden. Wechselstromleitungen sollen weiterhin vorrangig als Freileitungen errichtet werden.

Des Weiteren strebt die Bundesregierung eine Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis zum Jahr 2020 und mindestens 80-95 % bis zum Jahr 2050 (jeweils gegenüber 1990) an. Mit den bis Sommer 2014 umgesetzten Maßnahmen, u. a. im Energiekonzept und im Rahmen des Integrierten Energie- und Klimaprogramms der Bundesregierung, plant Deutschland seine Treibhausgas-Emissionen bis 2020 gegenüber 1990 voraussichtlich um etwa 33-34 % zu reduzieren (Quelle: <http://www.bmwi.de/BIW/Redaktion/PDF/E/eckpunkt-fuer-ein-integriertes-energie-und-klimaprogramm>, *property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf*, Stand 27. Juli 2016). Um die Einhaltung des 40 %-Minderungsziels bis zum Jahr 2020 sicherzustellen, hat die Bundesregierung im Dezember 2014 das Aktionsprogramm Klimaschutz 2020 beschlossen (Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, <http://www.bmub.bund.de/service/publikationen/downloads/details/artikel/aktionsprogramm-klimaschutz-2020/>, Stand 27. Juli 2016), welches u. a. Maßnahmen für die Energiewirtschaft umfasst. Das Bundesumweltministerium erarbeitet derzeit einen „Klimaschutzplan 2050“, der den Weg zur Umsetzung der beschlossenen Treibhausgasreduktion um 80 bis 95 % bis 2050 gegenüber dem Basisjahr 1990 beschreiben soll. Der Klimaschutzplan 2050 soll im September 2016 von der Bundesregierung beschlossen werden. Viele der beschlossenen Maßnahmen bedürfen in den kommenden Jahren der konkreten Ausgestaltung durch die Bundesregierung und den Gesetzgeber. Im Hinblick auf die für das Erreichen der Klimaschutzziele in Deutschland maßgebliche Entwicklung der Emissionen des fossilen Kraftwerksparks ist als Herausforderung für die nächsten Jahre bereits absehbar, dass direkt auf den nationalen Kraftwerkspark bezogene Maßnahmen erforderlich werden und zudem Themen wie Erneuerbare Energien, Strommarktdesign, KWK und andere in der Diskussion weiterhin von Bedeutung sein werden. Ferner sind in den kommenden Jahren in vielen Bereichen weitere konkrete Vorschläge der EU-Kommission zur Ausgestaltung und Umsetzung des europäischen Rahmens für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 und darüber hinaus zu erwarten.

Wegen des Rückgangs der deutschen und niederländischen Produktion von niederkalorischem L-Gas (*low calorific gas*), müssen in den deutschen Netzgebieten, die zur Zeit noch mit L-Gas versorgt werden, die Netze sowie sämtliche Verbrauchsgeräte auf die Versorgung mit hochkalorischem H-Gas (*high calorific gas*) umgestellt werden. Der Umstellungszeitplan ergibt sich aus dem jeweils aktuellen Netzentwicklungsplan Gas. Die Kosten für die Umstellung kann der Betreiber eines Gasversorgungsnetzes auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets und letztlich auf die Netzkunden umlegen.

Das BMWi hat im Dezember 2015 ein Eckpunktepapier vorgelegt, in dem es zu dem Schluss kommt, dass zur Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit keine gravierenden Eingriffe in den Erdgasspeicher- und Handelsmarkt notwendig sind. Weitere Verbesserungen sollen – analog zum Energy-only Markt für Strom – marktbasierend erfolgen. Dazu sollen insbesondere in größerem Umfang langfristige Regelenergieprodukte für Gas, einschließlich unter Nutzung von Speichern, ausgeschrieben werden und auf der Seite der industriellen Endkunden die Möglichkeiten für nachfrageseitige Maßnahmen (*Demand-Side Management*), auch im Gas, gestärkt werden.

Es ist geplant im Jahr 2016 mit der sog. Verdunstungskühlanlagen-Verordnung (voraussichtlich 42. Verordnung zum BImSchG) Betreibern von Verdunstungskühlanlagen und Kühltürmen, zu denen grundsätzlich auch die Kühltürme konventioneller Kraftwerke gehören, insbesondere im Interesse eines hygienisch einwandfreien Betriebs gesteigerte Pflichten zur Eigenüberwachung und Wartung aufzuerlegen. Hintergrund ist die Reduzierung von Gefahren durch Legionellen in Wasser verwendenden Anlagen, die dieses in Kontakt mit der Umgebungsluft bringen.

13.3.3 Energieanlagen

(i) Errichtung und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen

Die Uniper Gruppe betreibt zur Erzeugung von Strom und Wärme Erzeugungsanlagen auf Basis verschiedener Energieträger. In Deutschland zählen dazu neben konventionellen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Gas- und Dampf-Kombikraftwerke, ein Druckluftspeicher- und Gasturbinenkraftwerk sowie Ölkraftwerke) auch Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke.

Für den ordnungsgemäßen Betrieb von Kraftwerken und anderen von der Uniper Gruppe betriebenen Anlagen sind eine Vielzahl von Umweltschutzaufgaben und Sicherheitsanforderungen zu beachten und normkonforme Managementsysteme erforderlich. Nachfolgend werden die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen überblicksartig dargestellt.

(a) Konventionelle Kraftwerke

Die maßgeblichen Anforderungen für die Errichtung und den Betrieb konventioneller Kraftwerke sind u. a. im BImSchG, den einschlägigen Verordnungen zum BImSchG („**BImSchV**“), dem Wasserhaushaltsgesetz („**WHG**“), naturschutzrechtlichen Regelungen sowie technischen Regelwerken (z. B. Technischen Anleitungen (TA Luft, TA Lärm) und Technischen Regeln für Gefahrstoffe sowie für Betriebssicherheit enthalten. Neubauten und wesentliche Änderungen sind ebenfalls genehmigungspflichtig. Die immissionsschutzrechtliche Genehmigung der konkreten Kraftwerke baut dabei in der Regel auf den planerischen Vorgaben aus der Landesplanung (landesweite Raumordnungspläne sowie Regionalpläne) und der Bauleitplanung (Flächennutzungsplan sowie Bebauungsplan) auf. Daher kann eine mögliche Rechtswidrigkeit dieser Planwerke auch Auswirkungen auf die Beurteilung der Rechtmäßigkeit der Vorhabenzulassung haben. Im Genehmigungsverfahren ist, soweit nicht ein vereinfachtes Verfahren in Frage kommt, eine Öffentlichkeitsbeteiligung durchzuführen. Abhängig von der Größe und Art der Anlage muss im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren eine UVP durchgeführt werden; in diesen Fällen ist eine Beteiligung der Öffentlichkeit im Genehmigungsverfahren zwingend. Ferner kommt im Hinblick auf die Genehmigungsentscheidungen für solche UVP-pflichtigen Anlagen die Erhebung von Rechtsbehelfen nach dem UmwRG, insbesondere von anerkannten Naturschutzvereinigungen, in Betracht. Derzeit werden die gesetzlichen Regelungen, einschließlich des UmwRG, novelliert. Nach der aktuell geltenden Fassung des UmwRG kann die Aufhebung einer Zulassungsentscheidung bei Vorliegen eines schweren Verfahrensfehlers (wie z. B. Nichtdurchführung einer erforderlichen UVP bzw. UVP-Vorprüfung) allein wegen dieses schweren Verfahrensfehlers verlangt werden; bei anderen Verfahrensfehlern kann dies nur verlangt werden, sofern nicht ausgeschlossen werden kann, dass diese sich auf die Sachentscheidung ausgewirkt haben. Es ist zu erwarten, dass die Rechtsbehelfsmöglichkeiten im Zuge der Novellierung des UmwRG noch erweitert werden. Die Uniper Gruppe muss die Kraftwerke entsprechend den gesetzlichen Anforderungen sowie nach Maßgabe des jeweiligen Genehmigungsbescheids betreiben; insbesondere sind die einschlägigen Grenzwerte für Schadstoffemissionen bzw. -immissionen einzuhalten. Soweit Abfälle anfallen (z. B. Aschen), müssen diese nach den Vorgaben des Kreislaufwirtschaftsgesetzes verwertet und beseitigt werden. Von Bedeutung im Hinblick u. a. auf die Einleitung von Betriebsabwasser und Kühlwasser ist auch die seit Dezember 2000 gültige europäische Wasserrahmenrichtlinie, die in Deutschland im WHG und der Oberflächengewässerverordnung umgesetzt worden ist. Diese stellt in allen Mitgliedstaaten der EU einheitlich geltende Umweltziele für den Schutz des Grundwassers und der Oberflächengewässer auf. Als Hauptziel strebt die Wasserrahmenrichtlinie an, dass Flüsse, Seen, Küstengewässer und Grundwasser bis 2015, vorbehaltlich etwaiger Verlängerungen bis spätestens 2027, einen guten Zustand erreichen bzw. einen bereits erreichten (sehr) guten Zustand erhalten. Das Ziel ist national überwiegend nicht bis 2015 erreicht worden, sodass die jeweils zuständigen Behörden bereits Verlängerungen zur Zielerreichung bis teilweise 2027 beantragt haben. Hieraus resultieren Anforderungen an Anlagenbetreiber, die ökologische Verträglichkeit der Wasserkraftnutzung sicherzustellen, die die zuständigen Behörden in Zulassungs- bzw. Planfeststellungsverfahren oder unter bestimmten Voraussetzungen auch nachträglich präzisierend festlegen können.

Bei Betriebseinstellungen können insbesondere Rückbauverpflichtungen nach dem BImSchG eingreifen, wonach von Anlagen und Anlagengrundstücken keine schädlichen Umwelteinwirkungen und Gefahren hervorgerufen werden dürfen und die Wiederherstellung eines ordnungsgemäßen Zustands des Anlagengrundstücks gewährleistet sein muss.

Der Einsatz konventioneller Kraftwerke und die Einspeisung des erzeugten Stroms in das vorgelagerte Netz werden durch energierechtliche Bestimmungen reglementiert. Das EEG schreibt einen Einspeisungsvorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien vor. Das bedeutet, dass Netzbetreiber grundsätzlich Erneuerbaren-Energien-Strom vorrangig von den Erzeugern abnehmen, übertragen und verteilen müssen. Ist die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet oder gestört, kann der zuständige Übertragungsnetzbetreiber zudem unter bestimmten Voraussetzungen und gegen angemessene Vergütung von dem Kraftwerksbetreiber die Anpassung der Einspeisung verlangen (sog. *Redispatch-Maßnahme*). Eine Festlegung der BNetzA zur Bestimmung der angemessenen Vergütung wurde 2015 durch Gerichtsurteil aufgehoben. Das Gericht sah die Kostenerstattung als nicht angemessen an, da es die grundsätzlich auf den Aufwandsersatz begrenzte Vergütung für zu niedrig und die Hürde für eine darüber hinausgehende Vergütung für willkürlich hielt. Die BNetzA hat daraufhin die Festlegung gegenüber allen Marktteilnehmern und mit Wirkung für die Vergangenheit zurück genommen. In der Reform des EnWG durch das Strommarktgesetz wurden im Juli 2016 die erstattungsfähigen Vergütungsbestandteile näher geregelt. Insbesondere werden nunmehr auch der anteilige Werteverbrauch und entgangene Erlösmöglichkeiten ersetzt. Kraftwerksbetreiber haben somit einen Anspruch auf eine höhere angemessene Vergütung. Die Änderungen gelten zugunsten der Betreiber von betroffenen Erzeugungsanlagen auch rückwirkend ab dem 1. Januar 2013. Ferner hat der Übertragungsnetzbetreiber in besonderen Notfällen das Recht, von dem Kraftwerksbetreiber die Anpassung der Einspeisung ohne Vergütung zu verlangen. Im Jahr 2013 ist die Reservekraftwerksverordnung in Kraft getreten, welche die EnWG-Novelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit aus dem Jahr 2012 konkretisiert. Die Verordnung wurde zwischenzeitlich in Netzreserveverordnung umbenannt. Sie enthält zum einen Regeln für eine transparente Beschaffung der sog. Netzreserve zur Sicherung der Netzstabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber (siehe „13.2 Aktuelle Entwicklungen und Ausblick“). Zum anderen gestaltet sie die gesetzlichen Vorschriften zur Stilllegung und Besicherung systemrelevanter Kraftwerke näher aus. Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 10 MW dürfen erst nach formaler Anzeige bei der BNetzA und Verstreichen einer in der Regel zwölfmonatigen Vorankündigungsfrist vorläufig oder endgültig stillgelegt werden. Stuft die BNetzA ein endgültig stillzulegendes Kraftwerk mit einer Leistung von über 50 MW als systemrelevant ein, muss dieses Kraftwerk weiterhin zum Abruf durch den Übertragungsnetzbetreiber vorgehalten werden. Der Betreiber des Kraftwerks hat Anspruch auf eine angemessene Vergütung für die notwendigen Erzeugungsanlagen, Betriebsbereitschaftsauslagen, anteiligen Werteverbrauch und (nur für zur endgültigen Stilllegung angezeigte Kraftwerke) Opportunitätskosten.

Bei einer vorläufig stillzulegenden Anlage kann der zuständige Übertragungsnetzbetreiber diese auch ohne Genehmigung durch die BNetzA als systemrelevant einstufen und zur weiteren Leistungsbereitstellung anweisen. In diesem Fall kann der betroffene Betreiber neben den für die Leistungsbereitstellung anfallenden Erzeugungsauslagen auch die Betriebsbereitschaftsauslagen und den anteiligen Werteverbrauch ersetzt verlangen. Dann darf das betreffende Kraftwerk jedoch für die Dauer der Einstufung als systemrelevant (jeweils maximal 24 Monate) nur nach den Vorgaben des Übertragungsnetzbetreibers eingesetzt werden. Sollte das Kraftwerk nach dem Ablauf dieser Frist wieder am Energiemarkt eingesetzt werden, so hat der Betreiber den Restwert eventuell verbliebener investiver Vorteile an den Netzbetreiber zu erstatten. Dies gilt auch für endgültig stillgelegte Kraftwerke, soweit im Zeitpunkt der Stilllegung noch investive Vorteile verblieben sind.

(b) *Wasserkraftwerke*

In Deutschland existieren auf Bundes- und Landesebene verschiedene Gesetze mit Regelungen über die Errichtung und den Betrieb von Wasserkraftwerken zur Stromerzeugung (Speicherkraftwerke, Laufkraftwerke) sowie zur Stromspeicherung (Pumpspeicherkraftwerke). Relevant sind insbesondere das WHG und landesrechtliche Regelungen, wie z. B. in Bayern das Bayerische Wassergesetz. Neben den Anforderungen des WHG zum Schutz der Gewässer und der Umwelt vor schädlichen Einwirkungen sind auch die immissionsschutzrechtlichen Anforderungen des BImSchG sowie der einschlägigen Verordnungen und technischen Regelwerke, etwa im Hinblick auf Lärmimmissionen sowie naturschutz- und fischereirechtliche Regelungen, zu beachten.

Die Wasserkraftnutzung stellt eine Gewässerbenutzung im Sinne des WHG dar, die wegen der damit verbundenen Auswirkungen auf Gewässer oder Ufer einer wasserrechtlichen Zulassung (Erlaubnis oder Bewilligung) bedarf. Mit Ausnahme von einigen älteren Bescheiden ist in diesen wasserrechtlichen Zulassungen überwiegend eine zeitliche Befristung (in der Regel 30 Jahre) vorgesehen. Nach Ablauf der Frist ist eine Neuerteilung der Zulassung auf Grundlage der dann geltenden genehmigungsrechtlichen sowie insbesondere umweltrechtlichen Vorgaben erforderlich. Erfolgt ein Gewässerausbau ist zudem regelmäßig ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen. Abhängig von der Stau- oder Speicherkapazität der Anlage kann eine Prüfung der Umweltverträglichkeit für das Planfeststellungsverfahren mit Öffentlichkeitsbeteiligung erforderlich sein. Mit dem WHG wurden für neu geplante und bestehende Wasserkraftanlagen wichtige ökologische Anforderungen zum Schutz der Gewässer und der Umwelt vor schädlichen Einwirkungen festgelegt. Grundlage dieser Regelungen ist insbesondere die Wasserrahmenrichtlinie. Diese stellt in allen Mitgliedstaaten der EU einheitlich geltende Umweltziele für den Schutz des Grundwassers und der Oberflächengewässer auf (siehe „13.3 *Energierrechtliche Rahmenbedingungen in Deutschland – 13.3.3 Energieanlagen – 13.3.3(i) Errichtung und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen – (a) Konventionelle Kraftwerke*“).

Die Wasserkraftwerke werden auf der Grundlage der einzelnen wasserrechtlichen Zulassungen betrieben, in denen neben umwelt-, sicherheits- und wassertechnischen Anforderungen insbesondere Errichtungs- und Unterhaltungspflichten sowie teilweise Rückbauverpflichtungen festgelegt werden.

Für einen überwiegenden Teil der Wasserkraftwerke bestehen nach den wasserrechtlichen Bescheiden bzw. für Bundeswasserstraßen auch in Staatsverträgen sog. Heimfallregelungen. Danach kann das Bundesland (insbesondere für Wasserkraftwerke in Bayern) oder/und die Bundesrepublik Deutschland unter bestimmten Voraussetzungen (z. B. bei Ablauf, Erlöschen oder Widerruf der wasserrechtlichen Genehmigungen) die Übertragung von Eigentum, Besitz und sonstigen Rechten an einem Wasserkraftwerk oder bestimmten Anlagen, Maschinen und Gebäuden sowie Betriebsgrundstücken verlangen. Die Ausgestaltung der Heimfallrechte ist unterschiedlich. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf den Umfang des Heimfallrechts (die erfassten Vermögensgegenstände), den Zeitpunkt, zu dem das Heimfallrecht ausgeübt werden darf, sowie die Bedingungen (insbesondere, ob für den Heimfall eine Entschädigung zu zahlen ist und ggf. wie diese auszufallen hat, etwa in Form einer Erstattung des Verkehrswerts oder des Buchwerts).

(c) *Weitere Anforderungen an Errichtung und Betrieb von Stromerzeugungsanlagen*

Die Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von konventionellen Kraftwerken können durch die Änderung nationaler Gesetze oder europarechtlicher Vorgaben und/oder durch behördliche Anordnungen verschärft werden. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf Schadstoff- und Lärmemissionen bzw. -immissionen.

So normiert die Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung - „**Industrieemissionsrichtlinie**“) grundsätzlich strengere Anforderungen an die Genehmigung und zulässige Emissionen bestimmter besonders emissionsintensiver Anlagen und Tätigkeiten. Kernelement der Industrieemissionsrichtlinie ist die Erarbeitung und die Annahme von besten verfügbaren Techniken („**BVT**“) durch die EU-Kommission (sog. BVT-Schlussfolgerungen). Diese Schlussfolgerungen enthalten auch verbindliche Emissionsbandbreiten für den Anlagenbetrieb, die innerhalb von vier Jahren einzuhalten sind (Dynamisierungsgebot). Darüber hinaus werden die Anforderungen an Industrieanlagen durch Anpassungs- und Sanierungspflichten, neue Überwachungs- und Kontrollinstrumente sowie Veröffentlichungspflichten verschärft. In Deutschland wurde die Richtlinie im Wesentlichen im Jahr 2013 durch die auf das Gesetz zur Umsetzung der Industrieemissionsrichtlinie zurückgehende Novellierung des BImSchG und der Bundes-Immissionsschutzverordnungen umgesetzt (vor allem in der 4. BImSchV, 13. BImSchV, 17. BImSchV und 41. BImSchV). Insbesondere im Hinblick auf die effektive Durchsetzung der BVT können sich daher nunmehr für bestehende Anlagen Anpassungspflichten innerhalb von vier Jahren nach der Veröffentlichung von BVT-Schlussfolgerungen zur Haupttätigkeit ergeben. Zudem gelten für Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen auf der Grundlage der Industrieemissionsrichtlinie und der 13. BImSchV seit dem 1. Januar 2016 teilweise höhere Grenzwerte auch für Bestandsanlagen. Allerdings wird hinsichtlich einiger Jahresgrenzwerte bzw. bestimmter Anlagen ein Übergangszeitraum bis zum 1. Januar 2019 bzw. 2023 gewährt.

Für den Neubau und die Änderung bestehender konventioneller Kraftwerke und Wasserkraftanlagen ergibt sich aus der Wasserrahmenrichtlinie bzw. dem WHG, dass Anlagen die Vorgaben zum Gewässerschutz von Anfang an erfüllen müssen. Die Erteilung der wasserrechtlichen Erlaubnis oder Bewilligung steht ausdrücklich im Ermessen der Behörde (Bewirtschaftungsermessen); dies gilt – im Fall des Ablaufs einer in einer wasserrechtlichen Zulassung vorgesehenen Befristung – auch für die erforderliche Neuerteilung. Die Zulassung ist zu versagen, wenn schädliche, auch durch Nebenbestimmungen nicht vermeidbare oder nicht ausgleichbare, Gewässerveränderungen zu erwarten sind. Für bestehende Anlagen gilt, dass Nachrüstpflichten innerhalb angemessener Fristen greifen und/oder nachträgliche Anordnungen erlassen werden können aufgrund des WHG, der Wasserrahmenrichtlinie oder neuer technischer Regelungen, d. h. z. B. zum Schutz von Fischpopulationen, Regulierung der Mindestwassermenge und Durchgängigkeit oder zur Einhaltung der europarechtlichen Zielvorgabe für das Ausphasen von prioritär gefährlichen Stoffen und der Begrenzung des Wärmeeintrags. Ein solcher insbesondere für Kohlekraftwerke relevanter prioritär gefährlicher Stoff ist Quecksilber, das bei der Verbrennung freigesetzt wird, ohne dass dies nach derzeitigem technischen Erkenntnisstand auch unter Anwendung fortschrittlicher Reinigungsverfahren vollständig vermeidbar ist.

Im Hinblick auf den Umgang mit wassergefährdenden Stoffen ist insbesondere der bereits seit geraumer Zeit vorliegende, aber noch nicht verabschiedete Verordnungsentwurf der Bundesregierung über eine Bundesverordnung über Anlagen zum Umgang mit wassergefährdenden Stoffen (AwSV) relevant, die zugunsten einer bundeseinheitlichen Regelung die derzeitig maßgeblichen Landesverordnungen ablösen wird.

Mit der Richtlinie 2012/18/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG des Rates („**Seveso-III-Richtlinie**“) hat der EU-Gesetzgeber den Weg für Verschärfungen des Störfallrechts geebnet. Die Umsetzung in Deutschland steht noch aus. Die unionsrechtlich vorgezeichneten Anpassungen und Erweiterungen der Regelungen zum Störfallrecht sind nicht allein für sog. Störfallbetriebe, die gefährliche Stoffe nach der Verordnung (EG) Nr. 1272/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2008 über die Einstufung, Kennzeichnung und Verpackung von Stoffen und Gemischen, zur Änderung und Aufhebung der Richtlinien 67/548/EWG und 1999/45/EG und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1907/2006 in bestimmten Mengen verwenden, lagern, handhaben, verarbeiten oder herstellen, von Relevanz, sondern betreffen auch diejenigen Vorhabenträger, die „in der Nähe“ zu den als Störfallbetrieb einzustufenden Anlagen anderweitige Nutzungen realisieren wollen. Unter dem Gesichtspunkt von Anforderungen an die Errichtung von Anlagen ist insbesondere relevant, dass die Seveso-III-Richtlinie neue Vorgaben für die Information der Öffentlichkeit über Störfallanlagen und für die Beteiligung der Öffentlichkeit in Genehmigungsverfahren enthält.

(ii) Errichtung, Betrieb und Regulierung von Erdgasspeichern

(a) Zulassung, Errichtung und Betrieb

Zum Portfolio der Uniper Gruppe gehört auch der Betrieb von untertägigen Erdgasspeichern, der insbesondere dem Bundesberggesetz („**BBergG**“) sowie bergbaurechtlichen Verordnungen unterliegt. Während für die Errichtung eines solchen Speichers eine Bergbauberechtigung nach dem BBergG erforderlich ist, gilt dies für den Betrieb eines Untergrundspeichers mangels Fördertätigkeit grundsätzlich nicht. Für Errichtung und Betrieb entscheidend sind insbesondere die sog. Betriebsplanzulassungen nach dem BBergG, mit denen die speicherbezogenen Aktivitäten zugelassen und zudem die (fachtechnischen) Anforderungen im Interesse einer sicheren Betriebsführung und Gefahrenvorsorge, etwa auch im Hinblick auf mögliche seismische Aktivitäten, festgelegt werden. Unter Umständen erfordert die Zulassung die Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach der Verordnung über die UVP bergbaulicher Vorhaben. Zusätzlich sind je nach Errichtungs- und Betriebsweise des Untergrundspeichers auch bau-, wasser- und/oder immissionsschutzrechtliche Genehmigungen erforderlich.

Über die vorgenannten Anforderungen hinaus müssen die Errichtung und der Betrieb von Erdgasspeichern – mit Unterschieden je nach Anlage, Errichtungszeitpunkt, Anlagendesign, Betriebsweise – diversen umwelt- und sicherheitsrechtlichen bzw. technischen Anforderungen genügen. Dazu gehören etwa Vorgaben an die Störfallvorsorge und die allgemeine Betriebssicherheit (z. B. nach den Vorgaben der Störfallverordnung, der Betriebssicherheitsverordnung, der Gefahrstoffverordnung, der Elften Verordnung zum Geräte- und Produktsicherheitsgesetz, der

Explosionsschutzverordnung und des nationalen wie europäischen Chemikalienrechts). So hat der Speicheranlagenbetreiber z. B. gemäß der Störfallverordnung insbesondere einen Sicherheitsbericht und Alarm- und Gefahrenabwehrpläne vorzuhalten sowie Informationen für die Öffentlichkeit bereitzustellen.

Im Juli 2016 wurde die sog. Bergschadenshaftung nach dem BBergG auf Erdgasspeicher, die unterirdische Hohlräume (Kavernen) nutzen, ausgedehnt. Damit wird insbesondere im Falle eines Schadens, der typischerweise bei Errichtung oder Betrieb eines Erdgasspeichers auftreten kann (Bergschaden), vermutet, dass dieser Schaden durch den Betreiber verursacht wurde. Der Betreiber muss sich dann entlasten.

(b) Regulierung

Der Betrieb von Erdgasspeichern ist in Deutschland nach europäischen Vorgaben reguliert. Wesentliche energierechtliche Vorgaben finden sich dabei im EnWG, in den für den Speicherbetrieb relevanten Vorschriften der Erdgaszugangsverordnung sowie in den Richtlinien betreffend den Zugang zu Speicheranlagen, Transparenz und Speicherprodukten.

Der Speicheranlagenbetreiber i.S.d. EnWG, der nicht notwendig zugleich der Eigentümer des Speichers ist, hat nach dem EnWG Dritten Zugang zu den Speicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu gewähren, sofern der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Dies trifft generell auf Unterspeicher (mit Ausnahme von unterirdischen Röhrenspeichern) zu. Die Entgelte und sonstigen Bedingungen für den Speicherzugang sind, anders als für den Netzzugang, nicht reguliert, sondern werden von den Speicheranlagenbetreibern im Wettbewerb gesetzt (sog. verhandelter Speicherzugang). Sie müssen diskriminierungsfrei ausgestaltet sein, insbesondere dürfen mit dem Speicheranlagenbetreiber verbundenen Unternehmen keine Vorzugskonditionen eingeräumt werden.

Die Speicheranlagenbetreiber haben Informationen zu ihren Speichern, den verfügbaren Kapazitäten sowie den wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Konditionen für den Speicherzugang zu veröffentlichen.

Werden Gasspeicher innerhalb einer Unternehmensgruppe betrieben, die auch in der Gewinnung bzw. Erzeugung oder im Vertrieb von Strom oder Gas tätig ist (vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen), ist der Speicherbetrieb rechtlich, organisatorisch, informatorisch und buchhalterisch von diesen wettbewerblichen Aktivitäten zu entflechten. Das bedeutet konkret, dass Speicheranlagen durch eine eigene Gesellschaft betrieben werden müssen, deren Unabhängigkeit durch ihre personelle und finanzielle Ausstattung gesichert ist und die von einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen als Gesellschafter nur eingeschränkt gesteuert werden kann.

(iii) Errichtung und Betrieb von Gasnetzen

Zum Portfolio der Uniper Gruppe gehören auch Beteiligungen an Ferngasleitungsnetzen. Die Errichtung und der Betrieb sowie die Änderung von Gasversorgungsleitungen mit einem Durchmesser von mehr als 300 mm bedürfen der Planfeststellung nach § 43 EnWG durch die nach Landesrecht zuständige Behörde. Je nach räumlichen und betrieblichen Einzelheiten sowie abhängig von Rohrleitungslänge und -durchmesser kann die Prüfung der Umweltverträglichkeit erforderlich sein. Anforderungen an die Errichtung, Beschaffenheit und den Betrieb von Gashochdruckleitungen, die als Energieanlagen im Sinne des EnWG der Versorgung mit Gas dienen und die für einen maximal zulässigen Betriebsdruck von mehr als 16 bar ausgelegt sind, und/oder Feuerungsanlagen, einschließlich Gasturbinen- und Gasmotoranlagen, ergeben sich zudem aus der Verordnung über Gashochdruckleitungen, Rohrfernleitungsverordnung und Technischen Richtlinien für Rohrfernleitungen bzw. 13. BImSchV. Als Betreiber von Gashochdruckleitungen haben die Unternehmen der Uniper Gruppe sicherzustellen, dass diese in ordnungsgemäßem Zustand erhalten sowie in regelmäßigen Abständen überwacht und überprüft werden.

Die Uniper Gruppe unterhält im Einklang mit den Vorschriften des EnWG im nördlichen Ruhrgebiet ein unabhängiges Leitungssystem mit ca. 75 km Länge zur Belieferung von Industriekunden mit Kokereigas. Die Leitungsteile stammen teilweise aus den 1930er Jahren. Für den Betrieb dieser Leitungen sind die Anforderungen an Gashochdruckleitungen einzuhalten.

(iv) *Regulierung des Zugangs zu Strom- und Gasnetzen*

(a) *Regulierung des Netzzugangs*

Der Betrieb und der Zugang zu Strom- und Gasnetzen sind in Deutschland reguliert. Das EnWG regelt die Pflicht von Betreibern von Strom- und Gasnetzen, Dritten diskriminierungsfrei Zugang zu ihrer Infrastruktur zu gewähren. Dazu schließen die Netzbetreiber mit diesen Dritten standardisierte Verträge. Die Stromnetzzugangsverordnung und die Gasnetzzugangsverordnung legen die Ausgestaltung der Zugangsbedingungen fest. Die für den Netzzugang an den Netzbetreiber zu entrichtenden Netzentgelte sind ebenfalls reguliert und werden nach Maßgabe der StromNEV, der GasNEV und der Anreizregulierungsverordnung ermittelt. Das Instrument der Anreizregulierung gibt Erlösobergrenzen für die Netzbetreiber vor, auf deren Grundlage die Netzentgelte kalkuliert werden. Die Erlösobergrenze wird für jeden Netzbetreiber individuell durch die BNetzA oder die Regulierungsbehörden der Bundesländer jeweils für einen Zeitraum von fünf Jahren festgelegt (sog. Regulierungsperiode). Dadurch sollen die Netzbetreiber einen Anreiz erhalten, kosteneffizienter zu werden und es soll verhindert werden, dass regulatorisch als ineffizient eingestufte Kosten in die Netzentgelte eingehen. Im Strombereich sind Netzentgelte nur für die Entnahme aus dem Netz, nicht hingegen für die Einspeisung in das Netz zu entrichten. Demgegenüber fallen für Gas sowohl für die Einspeisung als auch die Entnahme aus dem Netz Netzentgelte an.

Grundlage der physischen Abwicklung des Netzzugangs und für den Handel mit Strom und Gas sind Bilanzkreisverträge zwischen Bilanzkreisverantwortlichen und Übertragungsnetzbetreibern (Strom) bzw. Marktgebietsverantwortlichen (Gas). Die Abwicklung erfolgt durch Übertragung von Energiemengen zwischen Bilanzkreisconten der am jeweiligen Geschäft beteiligten Parteien. Der jeweilige Bilanzkreisverantwortliche hat dafür Sorge zu tragen, dass Entnahme aus und Einspeisung in seinen Bilanzkreis ausgeglichen sind.

(b) *Teilweise Befreiung von der Regulierung für bestimmte Infrastrukturen*

Die Lubmin-Brandov Gastransport GmbH („LBTG“), eine 100 %ige Beteiligung der Uniper Gruppe, ist 20 %ige Miteigentümerin der OPAL. Die LBTG betreibt und vermarktet die entsprechenden Transportkapazitäten. Durch Beschluss vom Februar 2009 in der Fassung vom Juli 2009 hat die BNetzA die OPAL für die Dauer von 22 Jahren ab Inbetriebnahme im Oktober 2011 von der Anwendung der §§ 21 bis 25 EnWG ausgenommen. Die OPAL ist neben der Nordeuropäischen Erdgasleitung, an der die Uniper Gruppe nicht beteiligt ist, eine von zwei Anbindungsleitungen, über die das über die Ostseepipeline Nord Stream 1 in Lubmin bei Greifswald anlandende Erdgas aus Russland weitertransportiert wird. Die Befreiung gilt nur für die Transittransporte durch die OPAL, die aus der Nord Stream-Leitung durch Deutschland bis zur tschechischen Grenze weitergeleitet werden. Im Gegensatz dazu unterliegen Transporte, die in Lubmin bei Greifswald über die OPAL in das GASPOOL-Marktgebiet eingespeist werden uneingeschränkt den Regulierungsvorschriften des EnWG.

(v) *Haftungsrechtliche Aspekte – Umwelthaftung*

Es bestehen besondere Haftungsbestimmungen insbesondere für die konventionelle Erzeugung aber auch die Errichtung und den Betrieb von Erdgasspeichern und Gasnetze nach dem WHG für nachteilige Veränderungen der Wasserbeschaffenheit (z. B. durch die Einleitung von Stoffen in Gewässer), nach dem Bundes-Bodenschutzgesetz für nachteilige Veränderungen des Bodens oder Grundwassers und ergänzend unter bestimmten Voraussetzungen nach dem Umweltschadengesetz und dem BImSchG. Ferner unterfallen die Unternehmen der Uniper Gruppe als Betreiber von Kraftwerken den Haftungsregelungen des Umwelthaftungsgesetzes („UmweltHG“), das regelt unter welchen Voraussetzungen Personen- oder Sachschäden, die durch Umwelteinwirkungen verursacht wurden, zu ersetzen sind. Ist eine Anlage grundsätzlich geeignet einen eingetretenen Schaden zu verursachen, wird nach dem UmweltHG die Kausalität zwischen Anlagenbetrieb und Schaden vermutet. Der Betreiber muss dann das Gegenteil beweisen. Die verschuldensunabhängige Haftung für Personen- und Sachschäden ist jeweils auf einen Höchstbetrag von € 85 Mio. begrenzt. Die Haftung nach anderen Vorschriften wird durch das UmweltHG nicht ausgeschlossen.

Darüber hinaus treffen die Unternehmen der Uniper Gruppe gerade im Hinblick auf ehemalige Bergbauaktivitäten Stilllegungs-, Rückbau- und Rekultivierungsverpflichtungen. Daneben gelten die allgemeinen zivilrechtlichen Haftungsregelungen sowie für sog. Bergschäden das Haftungsregime nach dem BBergG. Derzeit wird eine Änderung des BBergG diskutiert, die u. a. darauf abzielt, die

Vorschriften zur Haftung für Bergschäden einschließlich der Bergschadensvermutung in Zukunft vollständig auch auf die Errichtung und den Betrieb von Kavernenspeichern durch Schaffung künstlicher Hohlräume sowie den Bohrlochbergbau für anwendbar zu erklären.

(vi) Haftungsrechtliche Aspekte – Nachhaftung für atomrechtliche Pflichten der Betreiber von Kernkraftwerken

Es besteht das Risiko, dass die Gesellschaft aufgrund einer geplanten Erweiterung des NachhaftungsG-Entwurfs künftig für Verbindlichkeiten des E.ON-Konzerns im Zusammenhang mit den Kosten der Zwischen- und Endlagerung der radioaktiven Abfälle finanziell nachhaftet (siehe „2. Risikofaktoren – 2.8 Risiken im Zusammenhang mit der Aktionärsstruktur und der Abspaltung – 2.8.8 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Umsetzung der Gesetzesinitiative der deutschen Bundesregierung zur Nachhaftung für Entsorgungskosten im Kernenergiebereich für die Risiken aus den deutschen Kernkraftaktivitäten des E.ON-Konzerns.“).

Gegenwärtig ist der Bund für die Einrichtung von Anlagen zur Endlagerung des radioaktiven Abfalls verantwortlich, die Betreiber trifft insoweit eine Finanzierungspflicht nach § 21b Abs. 2 Atomgesetz („AtG“) und der Endlagervorausleistungsverordnung. Die Benutzung des Endlagers hat der Betreiber der Anlage gemäß § 21a AtG zu bezahlen. Die Handlungspflichten und die Finanzierungsverantwortung der Betreiber von Kernkraftwerken umfassen des Weiteren den Rückbau des Kraftwerks nach § 7 Abs. 3 AtG und die schadlose Verwertung bzw. die sichere Entsorgung (Zwischenlagerung und Ablieferung zum Endlager) der radioaktiven Abfälle gemäß § 9a Abs. 1 AtG und §§ 21a und 21b AtG sowie Endlagervorausleistungsverordnung und Kapitel 4 Standortauswahlgesetz. Verpflichtet ist der Genehmigungsinhaber. Die sichere Entsorgung von radioaktiven Abfällen (sog. direkte Endlagerung) umfasst gemäß § 9a Abs. 2 S. 3 AtG als vorgelagerte Maßnahme die dezentrale Zwischenlagerung durch den Betreiber des Kernkraftwerks. Nach Errichtung eines Endlagers durch den Staat ist der Betreiber der Anlage zudem gemäß § 9a Abs. 2 S. 1 AtG verpflichtet, die radioaktiven Abfälle entsprechend den Bedingungen des Endlagers zu verpacken und zum Endlager zu transportieren.

Um den Stilllegungs- und Entsorgungspflichten in der nachbetrieblichen Phase nachkommen zu können, müssen die Betreiber finanzielle Mittel entsprechend den Vorgaben des § 7c AtG bereithalten. Dies geschieht durch Bildung von Rückstellungen nach allgemeinen Bilanzierungsprinzipien. Damit haften die Betreiber grundsätzlich nur mit ihrem Gesellschaftsvermögen. Das Vermögen von weiteren Konzerngesellschaften steht aufgrund von Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträgen teilweise ebenfalls zur Verfügung, jedoch nur, solange der jeweilige Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag fortbesteht. Aus diesem Grund enthalten einige Betriebsgenehmigungen die Auflage, dass Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge oder Patronatserklärungen nur mit Zustimmung der Aufsichtsbehörde geändert werden dürfen. In diesem Zusammenhang haben sich bestimmte Muttergesellschaften der Betreibergesellschaften für die Deckungsvorsorge – im Fall des E.ON-Konzerns die E.ON Energie AG – durch eine Solidarvereinbarung aus dem Jahr 2001 verpflichtet, Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträge mit den Betreibergesellschaften abzuschließen oder harte Patronatserklärungen diesen gegenüber abzugeben bzw. aufrechtzuerhalten.

Im November 2015 hat die Bundesregierung den NachhaftungsG-Entwurf veröffentlicht. Damit soll die subsidiäre Haftung der die Betreibergesellschaft beherrschenden Unternehmen auf gesetzlicher Ebene eingeführt werden. Dabei wird eine Beherrschung eines Betreibers schon angenommen, wenn dem Unternehmen unmittelbar oder mittelbar die Hälfte der Anteile oder der Stimmrechte gehört. Hinsichtlich der Verbindlichkeiten, die unter eine solche Nachhaftung fallen, verweist der NachhaftungsG-Entwurf auf die Vorgaben des AtG zur Stilllegung und zum Rückbau der Kernkraftwerke sowie zur geordneten Beseitigung radioaktiver Abfälle. Primär bleiben die bestehenden Handlungspflichten dabei bei der jeweiligen Betreibergesellschaft. Sofern die Betreibergesellschaft ihren Handlungspflichten nicht nachkommt und der Staat diese im Wege der Ersatzvornahme erfüllt, haftet das beherrschende Unternehmen für diese Kosten.

Parallel zum Gesetzesentwurf wurde die KFK eingesetzt, die am 27. April 2016 in ihrem Abschlussbericht ein Modell zur künftigen Sicherung der Mittel für die Stilllegung der Kraftwerke und Entsorgung der radioaktiven Abfälle vorgeschlagen hat. Der Vorschlag zielt darauf ab, die Verantwortung für die einzelnen Phasen der nuklearen Entsorgung künftig neu zwischen Staat und den Betreibergesellschaften aufzuteilen und Handlungs- und Finanzverantwortung zusammenzuführen. Das Modell sieht vor, dass die Verantwortung für die Stilllegung und den

unverzüglichen Rückbau der Kraftwerke sowie für die Verpackung der radioaktiven Abfälle und die Errichtung von Zwischenlagern an den Standorten der Anlagen bei den Betreibergesellschaften verbleiben soll. Die Verpflichtung der Betreibergesellschaften ist insoweit wie heute der Höhe nach unbeschränkt. Der Betrieb der Zwischenlager soll auf den Staat übergehen und er soll die Finanzierungsverantwortung übernehmen. Die Errichtung und der Betrieb von Endlagern sollen wie nach der derzeitigen Rechtslage beim Staat liegen. Für den Übergang der Verantwortung für die Zwischen- und Endlagerung auf den Staat sollen die Betreibergesellschaften die erforderlichen Mittel an einen öffentlich-rechtlichen Fonds (Entsorgungsfonds) übertragen. Gegen Zahlung eines Risikozuschlags von rund 35 % bis 2022 können die Betreiber die Haftung vollständig auf den Staat übertragen. Bis zur vollständigen Zahlung des Risikozuschlags bleibt es bei der Haftung der jeweiligen Betreibergesellschaft für über die übertragenen Mittel hinausgehende Kosten. Die KFK schlägt zusätzlich vor, dass im Fall einer Abspaltung von Unternehmensteilen das abgespaltene Unternehmen für etwaige Zahlungsverpflichtungen ihrer (ehemaligen) Muttergesellschaft an den Entsorgungsfonds für die Zwischen- und Endlagerung der radioaktiven Abfälle sowie des Risikozuschlags nachhaften soll. Die weiterhin von den Betreibergesellschaften zu tragenden Kosten für Stilllegung und Rückbau der Kernkraftwerke wären von dieser möglichen Ausweitung der Nachhaftung auf abgespaltene Unternehmen bzw. Unternehmensteile nicht erfasst.

Die Bundesregierung hat in ihrer Erklärung zur Umsetzung der Empfehlungen der KFK vom 1. Juni 2016 angekündigt, dass sie mit Umsetzung der KFK-Empfehlungen beabsichtigt, den NachhaftungsG-Entwurf um eine Nachhaftung von abgespaltenen Unternehmensteilen für Nachhaftungsverpflichtungen an den Entsorgungsfonds zu erweitern. Für den Fall, dass (i) der NachhaftungsG-Entwurf unter Erweiterung auf eine Regelung, nach der auch abgespaltene Unternehmen oder Unternehmensteile für Zahlungsverpflichtungen an den zu errichtenden öffentlich-rechtlichen Fonds haften, umgesetzt würde, (ii) die Regelung verfassungskonform ist, (iii) die PreussenElektra ihren Zahlungspflichten an den zu errichtenden öffentlich-rechtlichen Fonds für die Zwischen- und Endlagerung der radioaktiven Abfälle nicht nachkommt und (iv) die E.ON SE ihren eigenen Nachhaftungsverpflichtungen nach dem NachhaftungsG-Entwurf nicht nachkommt und ihre Freistellungsverpflichtungen gegenüber der Gesellschaft aus dem Abspaltungs- und Übernahmevertrag nicht erfüllt bzw. diese verjährt sind, würde sich die Nachhaftung der Gesellschaft realisieren.

13.3.4 Handel mit Energie, weiteren Commodities und Wetterderivaten

(i) Überblick über die Handelsmärkte

Der Energiehandel umfasst im Wesentlichen den Stromhandel, den Handel mit den Primärenergieträgern Öl, Gas/LNG und Kohle sowie den Handel mit Emissionsrechten. Daneben gehört auch der Handel mit Fracht und Wetterderivaten zum Handelsportfolio der Uniper Gruppe. Handelsgeschäfte werden entweder physisch durch Lieferung oder rein finanziell durch Barausgleich erfüllt. Der Handel findet kurzfristig auf dem Spotmarkt (untertägig bzw. *intra-day* oder vortägig bzw. *day-ahead*) oder längerfristig auf dem Terminmarkt statt und kann über Börsen oder außerbörslich im OTC-Handel abgewickelt werden. Sowohl an den Börsen als auch im OTC-Handel werden kurz- und langfristige sowie physisch und finanziell zu erfüllende Handelsgeschäfte abgeschlossen. Im OTC-Handel abgeschlossene Geschäfte können an der Börse gecleart werden.

Im OTC-Handel schließen die Vertragsparteien in der Regel auf der Basis standardisierter Vertragsdokumente Handelsgeschäfte miteinander ab. Hierbei wird auf Vorlagen zurückgegriffen, die insbesondere von der International Swaps and Derivatives Association („ISDA“), der European Federation of Energy Traders (EFET) oder dem Bundesverband deutscher Banken erstellt werden.

Der börsliche Handel erfolgt anonym auf öffentlichen, transparenten und standardisierten Handelsplattformen anhand festgelegter Regeln zur Preisbildung, zur finanziellen Abwicklung einschließlich der Übernahme des Kontrahentenausfallrisikos („**Clearing**“) und zur physischen Abwicklung. Wichtige Energiebörsen für den Handel in Europa sind die EEX mit Sitz in Leipzig, Deutschland, die EPEX SPOT und die Powernext mit Sitz in Paris, Frankreich, die ICE mit Sitz in London, Großbritannien, die ICE ENDEX mit Sitz in Amsterdam, Niederlande, die Nord Pool mit Sitz in Lysaker, Norwegen, sowie die NASDAQ Commodities Europe mit Sitz in Oslo, Norwegen. Wichtige US-amerikanische Börsen sind die ICE mit Sitz in Atlanta, Georgia, USA, und die CME mit Sitz in Chicago, Illinois, USA. Die Energiebörsen unterliegen der Kontrolle durch die jeweils nach nationalem Recht zuständigen Aufsichtsbehörden. Über die größte europäische Energiehandelsbörse EEX übt das Sächsische Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr die Börsenaufsicht aus.

Für die an den Energiebörsen EEX, EPEX SPOT, HUPX, PXE und Powernext abgeschlossenen Transaktionen übernimmt die European Commodity Clearing AG („ECC“) als zentraler Kontrahent zwischen den Vertragspartnern das Clearing sowie die physische Abwicklung. Daneben übernimmt die ECC auch das Clearing von außerbörslichen Geschäften, die über die zuvor genannten Börsen registriert werden.

Im Strombereich gibt es darüber hinaus ein spezielles Marktsegment für die Beschaffung von sog. Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber. Es zählt zu ihren Aufgaben, das Leistungsgleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -abnahme in ihrer Regelzone jederzeit aufrecht zu erhalten. Die dazu benötigte Regelenergie beschaffen die Übertragungsnetzbetreiber in einem transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren durch Ausschreibungen auf der Handelsplattform regelleistung.net.

(ii) Regulierung des Handels

Die Regelungen der Elektrizitätsrichtlinie und der Gasrichtlinie zur Entflechtung von vertikal integrierten Unternehmen sowie die Regelungen zum diskriminierungsfreien Netzzugang nach der Stromhandelsverordnung und der Erdgaszugangsverordnung wurden in Deutschland im EnWG umgesetzt.

Für den Energiehandel gelten innerhalb der USA besondere Vorgaben, die sich hauptsächlich aus folgenden Rechtsakten ergeben: Commodity Exchange Act, Federal Power Act, Natural Gas Act.

Für den Energiehandel gelten innerhalb der EU und damit auch in Deutschland die europäischen Vorgaben, insbesondere die REMIT, die REMIT flankierende Transparenz-Verordnung und die Marktmissbrauchsverordnung sowie die EMIR (siehe „13.1 Überblick“). Das Erste Finanzmarktnovellierungsgesetz hat mit Wirkung zum 2. Juli 2016 die Anforderungen der Richtlinie 2014/57/EU über strafrechtliche Sanktionen bei Marktmanipulation sowie der Marktmissbrauchsverordnung im Wertpapierhandelsgesetz („WpHG“) implementiert. Die finanzmarktregulatorischen Anforderungen der MiFID wurden in Deutschland im WpHG sowie im KWG umgesetzt. Die Neuregelungen der MiFID II sollen durch das Zweite Finanzmarktnovellierungsgesetz im WpHG, im KWG, im Börsengesetz, im Versicherungsaufsichtsgesetz und im Kapitalanlagegesetzbuch umgesetzt werden. Die Änderungen werden erst am 3. Januar 2018 und damit ein Jahr später als ursprünglich vorgesehen in Kraft treten.

Als nationale Marktüberwachungsstelle nach der REMIT wurde bei der BNetzA die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas eingerichtet („Markttransparenzstelle“). Ihr obliegt die Überwachung der Preisbildung für Strom und Gas an den Großhandelsmärkten, um Hinweise auf den Missbrauch von Marktbeherrschung, Kartellabsprachen, Insiderhandel, Marktmanipulationen oder Verstöße gegen das WpHG oder das Börsengesetz aufzudecken. Zu diesem Zweck leitet ACER die für die Analyse erforderlichen Daten über Energiegroßhandelsgeschäfte an organisierten Marktplätzen zur Auswertung an die Markttransparenzstelle weiter. Seit dem 7. April 2016 werden auch Geschäfte außerhalb von organisierten Marktplätzen gemeldet.

(iii) Besonderheiten im Emissionshandel

Maßgeblich für den Emissionshandel ist das TEHG, das der Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates dient und u. a. für Anlagen zur Stromerzeugung, die CO₂ ausstoßen, gilt. Die erfassten Anlagen bzw. ihre Betreiber benötigen für den Ausstoß von CO₂ eine hinreichende Anzahl von Emissionszertifikaten. Durch das EU ETS wird eine jährliche Obergrenze für die Emission von Treibhausgasen festgelegt („Cap“). Betreiber von in das EU ETS einbezogenen Energie- und Industrieanlagen innerhalb der EU benötigen daher für den Ausstoß von CO₂ während eines bestimmten Zeitraums (Handelsperiode) je ein Emissionszertifikat pro Tonne CO₂.

Die Zuteilung der Emissionszertifikate erfolgt jeweils für eine Handelsperiode. Während die Zertifikate bis Ende 2012 nach Maßgabe des Zuteilungsgesetzes und der Zuteilungsverordnung im Wesentlichen kostenfrei zugeteilt wurden, erfolgt für die Stromerzeugung in der aktuellen, dritten Handelsperiode 2013-2020, abgesehen von Ausnahmefällen, keine kostenlose Zuteilung mehr. Emissionsberechtigungen werden vielmehr grundsätzlich gemäß europarechtlichen Vorgaben versteigert. Soweit die zugeteilten oder im Wege der Versteigerung erworbenen CO₂-Zertifikate den

Ausstoß an CO₂ nicht abdecken, muss die Uniper Gruppe weitere Emissionsberechtigungen ankaufen. Emissionsberechtigungen können von den Marktteilnehmern frei gehandelt werden. Emissionsrechte aus anderen Ländern außerhalb der EU, insbesondere sog. *Certified Emission Reductions* (CER), die im Rahmen des vom Kyoto-Protokoll vorgesehenen Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung erworben wurden, können im Emissionshandel unter bestimmten Bedingungen in Berechtigungen umgetauscht werden.

Der Handel mit Emissionszertifikaten wird darüber hinaus künftig grundsätzlich in den Anwendungsbereich der MiFID II fallen. Eine Erlaubnis nach dem KWG ist jedoch nicht erforderlich, wenn die Voraussetzungen der Nebentätigkeitsausnahme erfüllt sind, insbesondere der für den Marktanteil relevante Schwellenwert nicht überschritten wird (siehe „13.1 Überblick“).

13.3.5 Energievertrieb

(i) *Strom*

Neben dem für die Uniper Gruppe nicht relevanten gesetzlichen Grundmodell der Grundversorgung mit Versorgungspflicht des größten regionalen Stromanbieters steht die Versorgung von Sonderkunden, d. h. von Kunden, die aus der Grundversorgung heraus gewechselt haben. Maßgebliche Bestimmungen für beide Modelle finden sich im EnWG und der Stromnetzzugangsverordnung. Sonderbestimmungen gelten für den Vertrieb über Strombörsen und den Vertrieb von EEG-Strom, der vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet wird.

Das EnWG stellt organisatorische Anforderungen für den Vertrieb von Strom auf, insbesondere für die – für die Uniper Gruppe nicht relevante – Belieferung von Haushaltskunden. Weitere Erfordernisse sind mitunter von den Eigenschaften des Letztverbrauchers (insbesondere im Falle von Nicht-Haushaltskunden) abhängig, wie die Pflicht zur Benennung beteiligter Akteure, um die gesetzlichen Vorgaben zum EEG-Umlagemechanismus und Bilanzkreisregelungen umsetzen zu können. Die Anwendung einzelner Regelungen des EnWG (z. B. das im EnWG vorgesehene Kündigungsrecht eines Haushaltskunden bei einseitiger Änderung der Lieferbedingungen) auf gewerbliche Großkunden ist problematisch und noch nicht endgültig geklärt. Vor allem ist eine entsprechende Anwendbarkeit von Normen, die in erster Linie dem Verbraucherschutz dienen, gerade wegen dieser Zielsetzung nicht ohne weiteres möglich. Zusätzliche rechtliche Rahmenbedingungen finden sich in allgemeinen zivilrechtlichen Bestimmungen, wie insbesondere dem Recht der Allgemeinen Geschäftsbedingungen, in der Stromnetzzugangsverordnung, aber auch in den gesetzlichen Regelungen zur Preiskontrolle und zur Missbrauchsaufsicht. Preiskontrolle und Missbrauchsaufsicht erfolgen zum einen durch die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht nach dem GWB sowie zum anderen durch die zivilrechtliche Klauselkontrolle (insbesondere die Kontrolle Allgemeiner Liefer- oder Versorgungsbedingungen), die die Durchsetzung verbraucherschutzrechtlicher Bestimmungen sichern soll. Bis Ende des Jahres 2017 gelten unter dem GWB strengere Regelungen zur Kontrolle von Preisen marktbeherrschender Strom- und Gasversorgungsunternehmen. Das EnWG und die Festlegungen der BNetzA für den Wechsel des Stromanbieters durch einen Kunden verpflichten Stromanbieter zudem, den Wechsel des Stromanbieters zu vereinfachen. Insbesondere darf ein Lieferantenwechsel für den Kunden mit keinen zusätzlichen Kosten verbunden sein und muss binnen drei Wochen umgesetzt werden.

Vertragliche Preisanpassungsklauseln waren in der Vergangenheit mehrfach Gegenstand höchstrichterlicher Entscheidungen. In einigen Fällen wurden sie für unwirksam erklärt, sodass die betroffenen Stromanbieter Preissteigerungen nicht ohne weiteres an ihre Kunden weitergeben konnten. Dies betraf vornehmlich Fälle von Preiserhöhungen gegenüber Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung (Sonderkunden). Durch neuere Rechtsprechung wurde jedoch geklärt, dass Preisanpassungsklauseln in Verträgen mit Sonderkunden keine abschließende Erläuterung sämtlicher für die Preisberechnung maßgeblicher Kostenfaktoren enthalten müssen. Die Rechtsprechung ist gültig für Bestandsverträge.

Insbesondere im Umgang mit Letztverbrauchern hat das Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb, das bei geschäftlichen Handlungen u. a. bestimmte Vorgehensweisen bei der Kundenakquise untersagt, eine große Bedeutung. Ergänzend ist das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen zu berücksichtigen, das den Energieunternehmen verbietet, die Nachfrage nach Energiedienstleistungen und deren Durchführung sowie die Entwicklung von Märkten zu behindern.

Weiterhin haben Stromanbieter steuer- und abgabenrechtliche Anforderungen zu beachten, einschließlich der Pflicht zur Zahlung gesetzlicher Umlagen wie der EEG-Umlage, des KWK-Aufschlags oder der Offshore-Haftungsumlage. Weitere zu berücksichtigende Kosten fallen durch die

Konzessionsabgabe, den Messstellenbetrieb einschließlich Messdienstleistung sowie die Stromsteuer an.

Es handelt sich beim Vertrieb von Strom um einen Rechtsbereich, der in hohem Maße durch eine dynamische und kaum prognostizierbare Rechtsprechung beeinflusst ist.

(ii) Gas

Der Gasvertrieb folgt im Wesentlichen den bereits im Rahmen des vorstehenden Absatzes zum Vertrieb von Strom beschriebenen Bestimmungen. Das EnWG und die Gasnetzzugangsverordnung sind von besonderer Bedeutung.

Zur einfachen Ermöglichung eines Lieferantenwechsels sehen die Bestimmungen der Gasnetzzugangsverordnung sowie Festlegungen der BNetzA verschiedene Regelungen vor.

Der Gaspreis setzt sich wie der Strompreis im Wesentlichen aus den Komponenten Beschaffung und Vertrieb, Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben zusammen. Die Abgabenlast ist deutlich geringer als im Strombereich, da im Gasbereich weniger Umlagen existieren, deren Höhe jedoch Schwankungen unterliegt, die auch zu Ausschüttungen zu viel vereinnahmter Umlagen an die bilanzkreisverantwortlichen Gaslieferanten führen können. Der Umgang mit diesen Ausschüttungen zwischen Gaslieferanten und Gaskunden kann Gegenstand gerichtlicher Verfahren werden. In europäischer Hinsicht sind die auf Grundlage der Erdgaszugangsverordnung erstellten Netzkodizes von besonderer Bedeutung, da diese insbesondere technische Anforderungen aufstellen.

Bei langfristigen Lieferverträgen stellt sich das Problem der möglichen Unwirksamkeit von Preisanpassungsklauseln, der Anpassung von Verträgen auf der Grundlage vereinbarter Wirtschaftsklauseln und möglicher Rückforderungen durch die Kunden. Dieses Risiko besteht nach höchstrichterlicher Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs insbesondere bei einer reinen Ölpreisbindung, sofern der Kunde nicht als Unternehmer am Geschäftsverkehr teilnimmt. Weiterhin gelten auch im Gasvertrieb das Verbot von Preisabsprachen und anderem marktmissbräuchlichen Verhalten.

(iii) Fernwärme

Die Versorgung mit Fernwärme unterfällt nicht dem Regelungsbereich des EnWG. Es gilt eine Vielzahl spezieller Einzelvorschriften sowie das allgemeine Vertragsrecht des BGB. Es bestehen keine Entflechtungsvorgaben, die Erzeugung der Fernwärme und der Transport über die lokalen Fernwärmenetze sowie der Vertrieb können durch dasselbe Unternehmen erfolgen. Es gibt Überlegungen, rechtliche Vorgaben zur Entflechtung von integrierten Fernwärmeanbietern zu schaffen, die sich am EnWG orientieren sollen.

Für die Verlegung der Netze erwirbt der Netzbetreiber Wegerechte aufgrund von Gestattungsverträgen, die den Betreiber häufig ohne Rücksicht auf seine Kontrahierungsfreiheit zum Anschluss von Kunden in dem entsprechenden Gebiet verpflichten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar.

Die Entgelte für die Fernwärmeversorgung sind nicht reguliert. Insbesondere für die Gestaltung des Netzzugangs sowie für die Preisgestaltung sind jedoch die Missbrauchs- und Behinderungsverbote des GWB von Bedeutung. Ansprüche auf Durchleitung durch ein fremdes Netz können sich ebenfalls aus dem GWB ergeben. Die für die Energiewirtschaft geschaffenen Sonderregelungen im GWB zum Missbrauchsverbot mit einer Beweislastumkehr zugunsten der Behörden gelten ausdrücklich nur für Anbieter von Strom und Gas und daher nicht für Fernwärmeanbieter. Es gibt noch nicht weiter konkretisierte Pläne des Bundesjustizministeriums, unterstützt durch den Bundesrat, eine entsprechende Regelung auch für Fernwärmeanbieter zu schaffen.

Die Versorgungsverträge von Haushaltskunden werden neben den allgemeinen vertragsrechtlichen Vorschriften des BGB insbesondere durch die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme („**AVBFernwärmeV**“) geregelt. Auf die Versorgung von Industriekunden ist die AVBFernwärmeV nicht unmittelbar anwendbar, allerdings wird üblicherweise auch für diese Verträge die Anwendung der AVBFernwärmeV vertraglich vereinbart. Fernwärmeverträge werden in der Regel für einen längeren Zeitraum geschlossen, wobei die AVBFernwärmeV die Laufzeit auf zehn Jahre begrenzt. Der Lieferant sichert sich für die lange Laufzeit

mit einer Preisanpassungsklausel ab. Nach der AVBFernwärmeV sind Preisanpassungen nur in dem Umfang zulässig, wie sie die Kostenentwicklung bei Erzeugung und Bereitstellung der Fernwärme sowie die jeweiligen Verhältnisse auf dem Wärmemarkt angemessen berücksichtigen.

Die Gemeindeordnungen der Bundesländer ermächtigen die Kommunen, den Grundstückseigentümern einen Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme einschließlich finanzieller Beteiligung an der Errichtung der Leitungen aufzuerlegen.

13.4 ENERGIERECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN IM AUSLAND

13.4.1 Großbritannien

Der Strom- und Gasmarkt in Großbritannien ist entsprechend den Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU vollständig liberalisiert. Die wesentlichen Bestimmungen zum Strom- und Gassektor in England, Wales und Schottland sind im Stromgesetz 1989 (*Electricity Act 1989*) in der jeweils gültigen Fassung („**Stromgesetz Großbritannien**“), dem Gasgesetz 1986 (*Gas Act 1986*) in der jeweils gültigen Fassung („**Gasgesetz Großbritannien**“), dem Gesetz über Energieanlagen (*Utilities Act 2000*) und dem Energiegesetz 2004 (*Energy Act 2004*) in der zuletzt geänderten Fassung von 2013 enthalten. Der Minister für Wirtschaft, Energie und Industriepolitik („**Energieminister Großbritannien**“) und das Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriepolitik („**BEIS**“) übernehmen die Bestimmung der politischen Richtung und die Ausführung der Gesetze im Bereich der Energiemärkte. Die Gas- und Elektrizitätsmarktbehörde („**GEMA**“) ist die nationale Regulierungsbehörde für Strom- und Gasmärkte. Die laufenden Aufgaben der GEMA werden durch das Amt für Gas- und Strommärkte („**Ofgem**“) wahrgenommen.

Die Energiemarktregulierung in Großbritannien basiert auf einem Genehmigungssystem (Nordirland hat ein separates Regulierungsregime). Das Stromgesetz Großbritannien schreibt eine Genehmigungspflicht für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Versorgung mit Elektrizität vor. Das Gasgesetz Großbritannien führt insbesondere den Netzbetrieb, den Transport von Gas durch Netznutzer (*gas shipping*) und die Versorgung mit Gas als genehmigungsbedürftige Tätigkeiten auf. Die Genehmigungen werden durch GEMA ohne Befristung und unter bestimmten Standardbedingungen erteilt. Die Standardbedingungen werden veröffentlicht und können – nach Konsultation – durch GEMA abgeändert werden. Diese Standardbedingungen verlangen von dem Genehmigungsinhaber u. a. sich an bestimmte Industriekodizes mit detaillierten Betriebsvorgaben für die jeweilige Betätigung zu halten bzw. diesen als Partei beizutreten. Es handelt sich dabei insbesondere um den Allgemeinen Netzwirkkodex (*Uniform Network Code*) im Gasbereich und im Strombereich um den Netzkodex (*Grid Code*), den Bilanz- und Settlement-Kodex (*Balancing and Settlement Code*) und den Anbindungs- und Systemnutzungskodex (*Connection and Use of System Code*), der die Anbindung an das nationale Übertragungssystem und dessen Nutzung regelt. Jeder dieser Kodizes ist ein Rahmenvertrag mit entsprechenden verpflichtenden Bestimmungen für die Parteien. Neue Genehmigungsinhaber müssen den Rahmenverträgen beitreten. Die Kodizes können nach Konsultation und Zustimmung von Ofgem geändert werden. Neben den Standardbedingungen können auch weitere Sonderauflagen Anwendung finden.

Der Energiemarkt in Großbritannien ist entflochten, sodass dieselbe Person nicht mehrere Genehmigungen unter dem Stromgesetz Großbritannien (für Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Versorgung und Netzkupplung) und dem Gasgesetz Großbritannien (für Übertragung, Versorgung und den Transport) halten kann. Entsprechend dem Dritten Energiebinnenmarktpaket der EU ist der Netzzugang reguliert (regulierter Netzzugang). Das begründet für die Netzbetreiber die Verpflichtung, Zugang zum Netz auf nichtdiskriminierender Basis zu gewähren und regelmäßig die wesentlichen kommerziellen Zugangsbedingungen zu veröffentlichen sowie diese Bedingungen nichtdiskriminierend bei allen Netznutzern anzuwenden. Netzentgelte werden von Ofgem reguliert. Die Wettbewerbsbehörde CMA (*Competition and Markets Authority*) hat kürzlich eine Untersuchung des Energiemarkts in Großbritannien mit Fokus auf den Vertriebsmarkt durchgeführt. Die Ergebnisse der Untersuchung wurden am 24. Juni 2016 veröffentlicht. Die Mehrheit der Empfehlungen der CMA beziehen sich auf den Vertriebsmarkt, während die meisten Prüfungspunkte in Bezug auf die Erzeugung fallengelassen wurden. Einige Punkte können jedoch Auswirkungen auf den Stromgroßhandelsmarkt haben. Der wichtigste ist die Anweisung der CMA an National Grid, auf eine Anpassung des Bilanz- und Settlement-Kodex hinzuwirken, um die Prinzipien für die Berechnung der von den Erzeugern und Versorgern zu zahlenden Übertragungsnetzentgelte zu ändern. Diese Anpassung wird voraussichtlich im April 2018 umgesetzt.

Nach der Volksabstimmung über den Austritt Großbritanniens aus der EU wurde ein Minister für den Austritt aus der EU ernannt. Mit der offiziellen Mitteilung Großbritanniens über die Absicht zum Austritt aus der EU beginnt eine zweijährige Verhandlungsperiode, in der die Details des künftigen Verhältnisses zwischen Großbritannien und der EU, einschließlich im Energiesektor, ausgehandelt werden. Die Verhandlungsperiode kann mit Zustimmung aller anderen Mitgliedstaaten der EU verlängert werden. Bis zum Austritt bleibt Großbritannien Mitglied der EU und wird EU-Gesetzgebung, z. B. auch die NEC-Richtlinie, weiterhin umsetzen.

(i) **Strommarkt**

Die Errichtung oder Erweiterung von Onshore-Erzeugungsanlagen in England und Wales mit einer Leistung von über 50 MW bedarf einer Zustimmung des Energieministers Großbritanniens. Bei einer Leistung von nicht mehr als 50 MW wird die Baugenehmigung durch die örtlich zuständige Baubehörde erteilt. Die Errichtung von Onshore-Erzeugungsanlagen in Schottland mit einer Leistung von über 50 MW bedarf einer Zustimmung der obersten Behörden Schottlands, bei einer geringeren Leistung der jeweiligen örtlich zuständigen Baubehörde. Der Betreiber von Erzeugungsanlagen benötigt eine Erzeugungserlaubnis nach dem Stromgesetz Großbritannien, es sei denn, er profitiert von einer Ausnahmeregelung. Eine Erzeugungserlaubnis nach dem Stromgesetz Großbritannien ist personen- und nicht anlagengebunden.

Mit dem Energiegesetz 2013 hat die Regierung ein Reformprogramm beschlossen, welches inzwischen zu einem großen Teil umgesetzt ist. Das Ziel ist, Anreize für Investitionen in neue nichtfossile Erzeugungskapazitäten zu schaffen, um die Erreichung der Klimaziele und die Versorgungssicherheit zu möglichst niedrigen Kosten für die Energieverbraucher zu gewährleisten. Die nachfolgenden Elemente sind die Eckpfeiler der Strommarktreform:

- Sog. Differenzverträge (*Contracts for Difference*), die langfristig Einnahmen für kohlenstoffarme Erzeugungskapazitäten (Kernkraft und Erneuerbare Energien) in einem Umfang garantieren, der diese Projekte rentabel macht, ohne sie übermäßig zu begünstigen. Der Erzeuger schließt einen Differenzvertrag mit einer Gesellschaft (Low Carbon Contracts Company), deren Anteile vom BEIS gehalten werden. Er muss den Strom selbst vermarkten, erhält aber unter dem Differenzvertrag einen finanziellen Ausgleich, wenn der Großhandelspreis für Strom unter einem im Vertrag festgelegten Ausübungspreis (*strike price*) liegt. Umgekehrt muss der Erzeuger einen Erlös aus Stromverkauf, der über dem Ausübungspreis liegt, abführen. Der Ausübungspreis bildet damit einen Fixpreis, der dem Erzeuger Investitionssicherheit geben soll.
- Mit der Kohlenstoffpreisuntergrenze (*carbon price floor*) wurde wegen anhaltend niedriger Preise für EUA ein von der Regierung festgesetzter Mindestpreis für die Freisetzung von CO₂ bei der Nutzung von fossilen Brennstoffen in der Stromerzeugung eingeführt. Die Kohlenstoffpreisuntergrenze setzt sich zusammen aus dem Kohlenstoffpreis des EU ETS und einer beim Verkauf fossiler Brennstoffe für Zwecke der Stromerzeugung zusätzlich erhobenen Steuer (sog. Kohlenstoffsubventionsanteile – *carbon price support rates*).
- Ein Emissionsstandard begrenzt die Kohlendioxidmengen, die eine fossil befeuerte Erzeugungsanlage ausstoßen darf. Der Emissionsstandard findet auf alle neuen mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als 50 MW Anwendung, für die eine Baugenehmigung nach dem 18. Februar 2014 erteilt worden ist. Der Emissionsstandard gilt nicht für bestehende konventionelle Kraftwerke, die vor seiner Einführung errichtet worden sind, mit Ausnahme solcher, die auf überkritische Kesseltechnik umgestellt werden oder bei denen der Hauptkessel ersetzt wird. Der Emissionsstandard findet auch keine Anwendung auf mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerke, wenn diese mit einem vollumfänglichen System zur Kohlenstoffabscheidung- und -Speicherung (CCS) ausgestattet sind. Allerdings gilt diese Ausnahme nur für einen Zeitraum von 3 Jahren und dies auch nur bis spätestens Ende 2027. Im Falle eines Stromausfalls oder eines erheblichen Stromausfallrisikos kann der Emissionsstandard ausgesetzt oder abgeändert werden.
- Ein Kapazitätsmarkt soll die Stromversorgungssicherheit durch Vorhaltung ausreichender einsetzbarer Erzeugungskapazitäten sicherstellen. Details des Kapazitätsmarkts sind in den Stromkapazitätsbestimmungen (*Electricity Capacity Regulations 2014*) und den Kapazitätsmarktregeln (*Capacity Market Rules 2014*) geregelt. Vorqualifizierte Erzeuger können in Kapazitätsauktionen auf Kapazitätsverträge bieten. Nach diesen

Kapazitätsverträgen erhalten die Betreiber von Kraftwerken eine monatliche Zahlung und müssen im Gegenzug in der Lage sein, bei Bedarf Strom in das Netz einzuspeisen. Die Höhe der Zahlung ist der Markträumungspreis der Auktion, d. h. alle Bieter erhalten den gleichen Preis. Die Nichterfüllung der Lieferverpflichtung führt zu Geldbußen gegen den Stromerzeuger (bis zu einer monatlichen und jährlichen Obergrenze, die im Kapazitätsmarktregister für jede Anlage ausgewiesen ist, die einen Kapazitätsvertrag erhalten hat). Die mögliche Dauer der Kapazitätsverträge liegt (i) bei 15 Jahren für neue Kraftwerke, (ii) bei einem Jahr für bestehende Kraftwerke, (iii) bei drei Jahren für Kraftwerke, die eine wesentliche Sanierung benötigen. Der Kapazitätsauktionspreis ist gedeckelt, um Verbraucher vor übermäßigen Kosten zu schützen. Jährlich werden zwei Auktionen durchgeführt – eine für die Lieferung im vierten Jahr nach der Auktion und eine für Lieferungen im der Auktion folgenden Jahr. Die erste Auktion dafür fand im Dezember 2014 statt und betraf Lieferungen für 2018/2019. Die zweite Auktion im Dezember 2015 betraf Lieferungen für 2019/2020. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wurde der Beginn des Kapazitätsmarkts um ein Jahr vorgezogen und es wird im Januar 2017 eine Auktion für das Lieferjahr 2017/2018 durchgeführt. Gleichzeitig wurden die Anreize zur Einhaltung der Kapazitätsverträge durch die Erzeuger verstärkt, z. B. durch höhere Vertragsstrafen.

Die Stromvertriebsmärkte sind liberalisiert. Marktteilnehmer und Verbraucher können ihren Versorger frei wählen und die Vertragsbedingungen frei verhandeln. Großhandels- und Vertriebspreise sind nicht reguliert. Großhandelspreise werden bilateral in OTC-Lieferverträgen festgelegt oder auf Grundlage der Termin- und Spothandelspreise für Strombörsenhandel ermittelt. Strom wird physisch und nichtphysisch innerhalb des gesamten Netzes zwischen Erzeugern, Händlern und Lieferanten gehandelt. Die Transaktionen können auf Standardverträgen wie etwa dem Mustervertrag für Handel im Netz (*Grid Trade Master Agreement*) oder dem ISDA-Mustervertrag basieren. Zudem gibt es individuell verhandelte Stromlieferverträge, z. B. für langfristige Abnahmeverpflichtungen von Erzeugungsanlagen. Ein Ungleichgewicht zwischen Nachfrage und Angebot wird durch den Übertragungsnetzbetreiber National Grid Electricity Transmission plc ausgeglichen und die Kosten werden an die Händler, Lieferanten und Erzeuger weitergereicht.

(ii) Gasmarkt

Gashandel findet an Einspeisepunkten, Ausspeisepunkten und innerhalb des nationalen Fernleitungssystems, das durch die National Grid Gas plc betrieben wird, statt. Wie auch auf dem Strommarkt können die Marktteilnehmer die Konditionen frei verhandeln. Während der Handel innerhalb des nationalen Gasfernleitungssystems am virtuellen Handlungspunkt *National Balancing Point* stattfindet und auf standardisierten ISDA-Mustervertrag basiert, bedarf die physische Ein- und Ausspeisung von Gas einer Transportgenehmigung. National Gas Grid plc ist für die Einhaltung von physischem und operationellem Gleichgewicht des Systems zuständig.

(iii) Gasspeicherung

Nach dem Planungsgesetz 2008 (*Planning Act 2008*) bedarf die Errichtung von Erdgasuntergrundspeichern mit einer Arbeitsspeicherkapazität von nicht weniger als 43 Mio. m³ oder einem maximalen Durchsatzvolumen von nicht weniger als 4,5 Mio. m³ einer Zustimmung des Energieministers Großbritanniens. Die Errichtung von Anlagen unterhalb dieser Schwellen erfordert die Zustimmung der örtlich zuständigen Behörden. Speicherbetreiber müssen auf nichtdiskriminierender Basis Drittzugang zu ihren Anlagen gewähren, es sei denn, sie profitieren von einer Ausnahme. Der Gasspeicher der Uniper Gruppe in Holford ist von den Drittzugangspflichten ausgenommen. Speichereingelände müssen auf nichtdiskriminierende Art und Weise ermittelt werden, sind aber nicht reguliert (allerdings weisen die Richtlinien von Ofgem darauf hin, dass Speichereinrichtungen mit einem erheblichen Marktanteil den Mindestpreis für ihre Standardspeicherdienstleistungen auf Basis ihrer jeweiligen Grenzkosten festzulegen haben). Auf Gasspeichereinrichtungen finden zudem Vorschriften zum Arbeitsschutz und Umweltschutz (insbesondere die Bestimmungen zur Verhütung von großen Unfallgefahren, *Control of Major Accident Hazards (COMAH)*) Anwendung.

(iv) Umweltrechtliche Haftung

Betreiber von Kraftwerken benötigen eine umweltrechtliche Genehmigung gemäß den Bestimmungen für Umweltrechtliche Genehmigungen (England und Wales) 2010 (*Environmental*

Permitting (England and Wales) Regulations 2010, die „**Umweltbestimmungen England & Wales**“). Es können abhängig von der Breite der Tätigkeiten des Betreibers auch weitere umweltrechtliche Regelungen zum Umgang mit Wasser und Abfällen (insbesondere umweltgefährdenden Stoffen) Anwendung finden. Betreiber können für Verunreinigung im Gebiet der genehmigten Anlage oder für die Verletzung der Genehmigungsaufgaben bzgl. der verschmutzenden Emissionen aus der Anlage haftbar gemacht werden. Die Durchsetzung der Umweltbestimmungen England & Wales erfolgt in England durch die Umweltbehörde (*Environment Authority*), in Wales durch die Naturressourcenaufsicht (*Natural Resources Wales*) und in Schottland durch die Schottische Umweltschutzagentur (*Scottish Environmental Protection Agency*). Die Haftung für Verschmutzungen in Gebieten, die nicht durch die umweltrechtlichen Genehmigungen gedeckt sind, richtet sich nach Teil 2A des Umweltschutzgesetzes 1990 (*Environmental Protection Act 1990*) und wird grundsätzlich von der jeweils örtlich zuständigen Behörde durchgesetzt. Wenn eine Kontamination zum Vorschein kommt, untersucht die Behörde, wer der „geeignete“ Adressat einer Sanierungsanordnung ist, die sich auf Maßnahmen zur Untersuchung, Schadensminderung, Überwachung und Dekontamination beziehen kann und deren Nichtbefolgung eine Straftat darstellt. Zunächst kommen als „geeignete“ Adressaten diejenigen in Betracht, die die Verunreinigung verursacht oder wissentlich zugelassen haben. Kann so kein „geeigneter“ Adressat ermittelt werden, geht die Haftung auf die aktuellen Eigentümer und Besitzer des Grundstücks über. Verletzungen von Genehmigungsaufgaben oder die Nichtbefolgung einer Vollstreckungs- oder Aussetzungsanordnung werden mit Haftstrafe bzw. Bußgeldern in unbegrenzter Höhe bestraft. Die Umwelthaftungsverordnung 2004 (*Environmental Liability Directive 2004*) setzt einen strengen Haftungsmaßstab für „Umweltschäden“ von Betriebsführern fest, die nach den Umweltbestimmungen England & Wales regulierte Tätigkeiten ausführen, und verpflichtet sie, u. a. im Falle eines Umweltschadens, eine Sanierung durchzuführen. Die Nichtvorbeugung von Schäden oder die Nichtbefolgung von Anordnungen zur Schadensvorbeugung oder der Sanierungsanordnung einer Behörde kann unter der Umwelthaftungsverordnung 2004 zu einer Haftstrafe bzw. Bußgeldern in unbegrenzter Höhe führen.

13.4.2 Schweden

Gemäß den Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU ist der Strommarkt in Schweden vollständig liberalisiert mit freien Großhandels- und Vertriebsmärkten sowie reguliertem Netzzugang. Entsprechende Vorschriften sind im Schwedischen Stromgesetz (*Ellag*) enthalten, das die wesentlichen Pflichten der Stromerzeuger, Händler und Versorger regelt. Weitere Bestimmungen finden sich in Sekundärgesetzgebung und technischen Kodizes für den Energiesektor.

Die Schwedische Energiemarktbehörde (*Energimarknadsinspektionen*) ist die wichtigste nationale Überwachungsbehörde für den Energiesektor. Sie überwacht die Strom-, Erdgas- und Fernwärmemärkte durch Regulierung im Monopolbereich und die Kontrolle von wettbewerbsbasierten Märkten sowie die Unterstützung von Verbrauchern in Energiefragen. Zudem führt die Behörde das nationale Emissionshandelsregister. Weitere spezialisierte Behörden sind für die Regulierung des Kernkraftsektors in Schweden zuständig. Svenska Kraftnät ist eine Behörde in Form eines staatseigenen Unternehmens, die das nationale Netz betreibt und als schwedischer Übertragungsnetzbetreiber nach dem Schwedischen Stromgesetz fungiert. Sie ist entsprechend den Vorgaben des Europäischen Rechts entflochten. Als Inhaberin der Netzkonzession ist sie verpflichtet, Zugang zum Netz zu nichtdiskriminierenden, angemessenen Bedingungen zu gewähren (regulierter Netzzugang).

(i) Strommarkt

Stromerzeugung ist in Schweden dereguliert und für den Wettbewerb geöffnet. Die absolute Mehrheit der Stromerzeugung erfolgt durch Wasserkraft und Kernkraft. Die Errichtung von Kraftwerken erfordert die Nutzung von Land bzw. Wasser und ist durch das Liegenschaftsrecht, insbesondere das Schwedische Planungs- und Baugesetz (*Plan- och bygglag*), sowie die Umweltgesetzgebung geregelt.

Ein System von Energiezertifikaten ist im Jahr 2003 eingeführt worden. Es handelt sich um marktbasierende Förderung von Erneuerbaren Energien durch Stromzertifikate, die an Stromerzeuger von Erneuerbaren Energien ausgegeben werden, u. a. auch an Betreiber von kleinen Wasserkraftwerken bis 1,5 MW Leistung. Durch den Verkauf der Zertifikate an Stromversorger erhalten die Stromerzeuger zusätzliche Erlöse für ihre Energie aus Erneuerbaren Energien. Die Stromzertifikate werden an der Strombörse Nord Pool gehandelt. Stromversorger und bestimmte Stromverbraucher, die keine ausreichende Anzahl an Zertifikaten für ihre Stromverkäufe bzw. ihren Stromverbrauch erworben

haben, müssen an die Schwedische Energieagentur (*Energimyndigheten*) ein Bußgeld für die Differenzmenge zahlen.

Der schwedische Großhandelsmarkt ist Teil des integrierten nordeuropäischen Strommarkts. Der Stromhandel erfolgt hauptsächlich an der Energiebörse Nord Pool Spot, die von den nordeuropäischen Netzbetreibern, einschließlich Svenska Kraftnät, gemeinsam gehalten wird, und teilweise durch bilaterale Stromlieferverträge. Eine Genehmigung ist für den Handel mit Strom nicht erforderlich. Nord Pool Spot bietet *Day-ahead*- und *Intra-day*-Handel an. Die Bedingungen der Stromlieferverträge sind nicht reguliert. Für Zwecke der Bilanzierung müssen die Händler und Versorger einen Bilanzierungsvertrag mit Svenska Kraftnät oder einem anderen Serviceanbieter abschließen. Seit November 2011 ist der schwedische Energiemarkt in vier Gebotszonen eingeteilt, zwischen denen Kapazitätsmanagement an den Gebotszonengrenzen durchgeführt wird. Der Vertriebsmarkt ist im Gegensatz zum Großhandel national. Der Verkauf von Strom ist an die Stromzertifikate geknüpft, die an Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen erteilt und an der Energiebörse gehandelt werden. Stromversorgungsunternehmen müssen ihre Stromlieferverträge mit Verbrauchern an eine Preisvergleichswebseite der Schwedischen Energiemarktbehörde melden.

Ein Kapazitätsmechanismus wurde in Schweden im Jahr 2003 in Form einer strategischen Spitzenlastreserve mit einer Maximalleistung von 2.000 MW eingeführt, die inzwischen auf 1.000 MW herabgesetzt worden ist. Es ist geplant, die Reserve bis 2017 auf eine Maximalleistung von 750 MW weiter herabzusetzen und bis 2020 gänzlich zu beenden. Die schwedische Regierung hat jedoch zwischenzeitlich eine Verlängerung bis zum Jahr 2025 vorgeschlagen. Die Reserve wird jährlich für die Winterperiode vom 16. November bis 15. März ausgeschrieben und besteht u. a. aus Verträgen mit Anbietern von Erzeugungskapazität, die an das schwedische Netz angeschlossen sind. Die wichtigsten gesetzlichen Bestimmungen sind im Schwedischen Gesetz über die Spitzenlastreserve (*lag om effektreserv*) und in der Verordnung zur Spitzenlastreserve (*Förordning om effektreserv*) geregelt, die auch die Ausschreibungsmengen für jede Winterperiode festlegt.

(ii) Kernkraftwerke

Die Schwedische Strahlenschutzbehörde SSM ist die Überwachungsbehörde für Stromerzeugung aus Kernkraft (zusätzlich zur Schwedischen Energiemarktbehörde). Die Errichtung, der Besitz und der Betrieb von Kernkraftwerken sowie der Umgang mit nuklearen Abfällen ist im Schwedischen Gesetz über nukleare Aktivitäten (*Lag om kärnteknisk verksamhet*), dem Schwedischen Nuklearhaftungsgesetz (*Atomansvarighetslag*) und dem Schwedischen Strahlenschutzgesetz (*Strålskyddslag*) sowie weiteren speziellen Gesetzen und Verordnungen geregelt. Genehmigungen für Kernkraftwerke werden nach einer Empfehlung der SSM durch die schwedische Regierung und das Land- und Umweltgericht (*Mark- och miljödomstolen*) erteilt. Die Genehmigung kann widerrufen werden, wenn der Betreiber die Vorschriften des Schwedischen Gesetzes über nukleare Aktivitäten oder die Genehmigungsaufgaben missachtet.

Gemäß dem Schwedischen Gesetz über nukleare Aktivitäten tragen die Inhaber einer Lizenz zum Betrieb von Kernkraftanlagen die volle Verantwortung für das Sicherheitsmanagement bzgl. der nuklearen Abfälle und der Abfälle aus dem Rückbau des Kraftwerks. Dies schließt die Errichtung und den Betrieb von Anlagen für den Umgang und die Endlagerung von nuklearen Abfällen sowie die Durchführung von notwendigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten über die Methoden der Endlagerung von radioaktiven Abfällen ein. Die Verantwortung der Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber besteht bis zur vollständigen Erfüllung der Verpflichtungen oder bis zur Entlassung der Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber aus ihrer Verantwortung fort. Die Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber in Schweden haben das Gemeinschaftsunternehmen Svensk Kärnbränslehantering AB gegründet, um ihre Verpflichtungen hinsichtlich der nuklearen Abfälle abzusichern. Zu einem überwiegenden Teil werden die Aktivitäten von Svensk Kärnbränslehantering AB durch den Schwedischen Fonds für nukleare Abfälle finanziert, wie unten dargestellt.

Der Inhaber einer Lizenz zum Betrieb von Kernkraftanlagen in Schweden ist während des Betriebszeitraums der Anlage verpflichtet, eine Abgabe für nukleare Abfälle an den von der schwedischen Regierung betriebenen Fonds für nukleare Abfälle zu zahlen. Die eingenommenen Beträge sollen für die Organisation und Finanzierung der Endlagerung von Brennstoffresten und anderer nuklearer Abfälle sowie für die Außerbetriebnahme und den Rückbau von Kernkraftwerken verwendet werden und die Ausgaben der Regierung im Zusammenhang mit der Regulierung der Kernkraftwerke und der Endlagerung von Atomabfällen decken. Die Abgabe für nukleare Abfälle wird durch die schwedische Regierung für jeden Betreiber für einen Zeitraum von drei Jahren festgesetzt

und pro kWh Elektrizität erhoben. Die Höhe der Abgabe bemisst sich u. a. an den Kosten des Kernkraftanlagen-Lizenzinhabers für eine sichere Entsorgung und Endlagerung der nuklearen Abfälle.

Die Inhaber von Lizenzen zum Betrieb von Kernkraftanlagen sollen durch Finanzierungsbeiträge künftige Kosten im Zusammenhang mit nuklearen Abfällen absichern und durch ergänzende Zahlungen an den Staat die Kosten im Zusammenhang mit nuklearen Abfällen im Fall von ungeplanten Ereignissen abdecken. Die Schwedische Schuldenverwaltung (*Riksgälden*) kann für Ausgaben des Staates im Zusammenhang mit der Entsorgung von nuklearen Abfällen, die nicht durch die Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber getragen werden zusätzlich vom Inhaber eines Kernkraftwerks eine Risikoabgabe verlangen. Bisher wurde den Kernkraftanlagen-Lizenzinhabern kein Zusatzbetrag auferlegt. Die Uniper Gruppe hat bislang keine Rückstellungen für den Zusatzbetrag gebildet. In einer von der Schwedischen Strahlenschutzbehörde für die schwedische Regierung erstellten Untersuchung aus dem Jahr 2013 empfiehlt sie die Abschaffung des Zusatzbetrags. Es ist jedoch noch nicht entschieden, ob diese Empfehlung umgesetzt wird.

Der Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber muss Garantien oder andere Sicherheiten über den Finanzierungsbeitrag und die ergänzenden Zahlungen stellen. Diese dürfen nicht befristet sein und dürfen nicht aus Grundeigentum bestehen, auf dem die nuklearen Aktivitäten stattfinden. Die gestellten Garantien oder Sicherheiten können in Anspruch genommen werden, wenn die eingenommenen Zahlungen nicht ausreichen, um die Kosten im Zusammenhang mit den nuklearen Abfällen zu decken, und wenn der Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber nicht die erforderlichen Maßnahmen unternimmt oder den ausstehenden Betrag entrichtet.

Das Schwedische Nuklearhaftungsgesetz regelt die Haftung von Eigentümern von Kernkraftwerken und legt fest, dass diese eine Haftpflichtversicherung für nukleare Aktivitäten abschließen müssen. Gesellschafter der Unternehmen, die Kernkraftwerke besitzen und betreiben, sind nicht unter dem Schwedischen Atomhaftungsgesetz haftbar. Die Haftung des Kernkraftanlagen-Lizenzinhabers für Schäden im Zusammenhang mit Kernkraft ist auf SDR 300 Mio. begrenzt. SDR steht für *Special Drawing Right* oder Sondereinzugsrecht und ist eine künstliche, vom IWF eingeführte Währung, die international als Zahlungsmittel verwendet werden kann. Der Betrag von SDR 300 Mio. entsprach zum 30. Juni 2016 etwa € 378 Mio. Dieser Betrag muss durch die Versicherungspolice gedeckt sein, die von der Schwedischen Finanzaufsichtsbehörde (*Finansinspektionen*) genehmigt wird. Wenn dieser Betrag nicht ausreicht, um den Schaden zu decken, wird dieser in einem zweiten Schritt durch den schwedischen Staat gemeinsam mit Staaten ersetzt, die dem Pariser Übereinkommen beigetreten sind.

Im Jahr 2010 hat das schwedische Parlament ein neues Gesetz über die Haftung und die Entschädigung für nukleare Unfälle beschlossen, das das Schwedische Nuklearhaftungsgesetz ersetzen soll. Das neue Gesetz über die Haftung und die Entschädigung für nukleare Unfälle begründet eine unmittelbare Haftung von Kernkraftanlagen-Lizenzinhabern. Der Betrag der Versicherungspolice muss für Kernkraftanlagen-Lizenzinhaber € 1.200 Mio. und für Betreiber anderer nuklearer Anlagen € 700 Mio. betragen. Das Gesetz über die Haftung und die Entschädigung für nukleare Unfälle ist noch nicht in Kraft getreten und hängt von der Umsetzung einer Verordnung des schwedischen Staates ab, die wiederum von der Ratifizierung des Zusatzprotokolls 2004 zum Pariser Übereinkommen abhängig ist (siehe „2. Risikofaktoren — 2.5 Finanzielle Risiken für das Geschäft der Uniper Gruppe — 2.5.9 Für das Geschäft der Uniper Gruppe ergeben sich Risiken aus der Struktur des extern verwalteten schwedischen Fonds für nukleare Abfälle.“).

Im Juni 2016 erzielten die schwedische Regierung und die größten Oppositionsparteien eine Einigung über eine Rahmenvereinbarung zu energiepolitischen Zielen. Danach dürfen bis zu zehn Reaktorblöcke zum Ende ihrer Lebensdauer durch neue Reaktorblöcke ersetzt werden. Gleichzeitig wird die Steuer auf die thermische Leistung von Kernreaktoren ab 2017 schrittweise bis 2019 abgeschafft. Darüber hinaus setzt die Rahmenvereinbarung das Ziel, dass im Jahr 2040 100 % des Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden soll. Zur Umsetzung der Rahmenvereinbarung sind Anpassungen des gesetzlichen Rahmens erforderlich.

(iii) **Wasserkraftwerke**

Stromerzeugung aus Wasserkraft ist durch den Schwedischen Umweltkodex (*Miljöbalken*) und andere spezielle Gesetze und Verordnungen, insbesondere das Schwedische Gesetz mit Bestimmungen zu Tätigkeiten im Zusammenhang mit Wasser (*Lag med särskilda bestämmelser om vattenverksamhet*), das Schwedische Stromgesetz und das Schwedische Planungs- und Baugesetz geregelt.

Die Errichtung neuer und Änderung bestehender Wasserkraftwerke erfordert eine Genehmigung der schwedischen Behörden nach Maßgabe des Schwedischen Umweltkodex. Die Genehmigungen werden durch das Land- und Umweltgericht und in manchen Fällen durch die schwedische Regierung erteilt. Die Genehmigung kann widerrufen werden, wenn der Betreiber des Wasserkraftwerks nicht die Auflagen und Bedingungen der Genehmigung erfüllt. Der Schwedische Umweltkodex enthält ebenfalls allgemeine umweltrechtliche Bestimmungen, die zusätzlich zu den Genehmigungsinhalten Anwendung finden.

Der regionale Verwaltungsrat (*Länsstyrelsen*) ist die Überwachungsbehörde für Wasserkraftwerke. Der Verwaltungsrat überwacht u. a. die Befolgung der Bestimmungen des Schwedischen Umweltkodex und der Auflagen und Bedingungen der Genehmigung durch den Eigentümer sowie die Durchführung von notwendigen Wartungsarbeiten und Selbstüberwachung. Nichtbefolgung kann mit einem Widerruf der Genehmigung und Zwangsabriss des Wasserkraftwerks bzw. mit der Übertragung des Eigentums sanktioniert werden.

(iv) Umwelthaftung

Der Schwedische Umweltkodex enthält eine Reihe von allgemeinen Bestimmungen, die beispielsweise das Vorsichtsprinzip, das Verschmutzerhaftungsprinzip, das Produktauswahlprinzip sowie Prinzipien des Ressourcenmanagements, des Stoffkreislaufs und der Verortung von Tätigkeiten und Maßnahmen abbilden. Der Umweltkodex enthält zudem Umweltstandards und Sanktionsmöglichkeiten. Genauere Regelungen sind in Verordnungen der schwedischen Regierung enthalten. Zusätzlich ergeben sich wichtige Bestimmungen aus speziellen Umweltgesetzen und Verordnungen, die nicht Teil des Schwedischen Umweltkodex sind, etwa die Gesetze und Verordnungen zur Atomhaftung. Der Schwedische Umweltkodex regelt die Haftung und den Ersatz für Umweltschäden, die durch Tätigkeiten auf einem Grundstück in der Nähe der ausgeübten Tätigkeit verursacht wurden, und legt dabei einen strengen Haftungsmaßstab für den Verursacher fest. Gemäß dem Schwedischen Umweltkodex haftet der Betreiber einer Anlage, die eine Kontamination verursacht hat, für die Kosten der Dekontaminierung des Gebiets. Die Verantwortung unterliegt keiner Verjährung und bleibt grundsätzlich auch nach Veräußerung des dekontaminierten Grundstücks bestehen.

Relevante Kriterien für die Beurteilung durch Umweltbehörden sind die Bedingungen der Emission von Stoffen in Boden, Luft und Wasser. Das Vorsichtsprinzip stellt eine wichtige Grundlage für die Untersuchung dar. Eine zusätzliche Regel des Vorsichtsprinzips verlangt, dass die bestmöglichen Technologien für die Planung, Errichtung und den Betrieb von Anlagen verwendet werden, um die Emissionen in Boden, Luft und Wasser zu minimieren. Zudem werden z. B. Prinzipien hinsichtlich des Ressourcenmanagements und der Produktwahl angewendet, mit der Folge, dass Abfallmanagement und Recycling in der Untersuchung eine Rolle spielen. Bei der Beurteilung der Anträge für umweltgefährdende Tätigkeiten müssen die Behörden u. a. die Erfüllung von Umweltstandards der Schwedischen Umweltschutzagentur (*Naturvårdsverket*) sicherstellen. Für die Luftqualität existieren Standards für den Gehalt von Stickstoffdioxid, Stickstoffoxid, Schwefeldioxid und Schwebestaub. Derzeit gibt es keine Standards für Wasser, allerdings werden diese gerade festgelegt. Tätigkeiten, die eine Auswirkung auf die Umwelt haben können, aber genehmigungsfrei sind, müssen die vorgenannten Prinzipien ebenfalls beachten.

13.4.3 Frankreich

Der französische Energiesektor ist im Zuge der Umsetzung des Zweiten und Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU weitgehend liberalisiert worden. Damit endeten die Monopolstellungen der *Électricité de France S.A* („EDF“) und *Gaz de France S.A.* (jetzt ENGIE). Zudem hat der Staat sich das Ziel gesetzt, den Energiemix zu diversifizieren, um die Einführung Erneuerbarer Energien zu fördern. Die wesentliche Rechtsgrundlage stellt der *Code de l'énergie* („**Französischer Energiekodex**“) dar, der u. a. den Rechtsrahmen für die Energieversorgung und die Übertragung von Elektrizität und Gas sowie für Erneuerbare Energien setzt. Die Aufsicht über den Energiesektor führt die nationale Regulierungsbehörde für Energie (*Commission de régulation de l'énergie*, „CRE“). Betreiber von Stromübertragungs-, Gasfernleitungs- sowie Strom- und Gasverteilernetzen sind verpflichtet, Zugang zu ihren Netzen zu nichtdiskriminierenden und transparenten Bedingungen zu gewähren (regulierter Netzzugang). Die CRE legt regulierte Tarife für den Netzzugang fest. Im Jahr 2015 ist das Energiewendegesetz für den Zuwachs an grüner Energie (*Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte*) in Kraft getreten, durch welches Ziele im Hinblick auf Umweltschutz, Diversifizierung von Energiequellen und Energiesicherheit in den

Französischen Energiekodex aufgenommen werden. Insbesondere setzt es Ziele zur Reduzierung des Anteils von Kernkraft auf 50 % bis 2025, zur Erhöhung des erneuerbaren Anteils am Bruttoendenergieverbrauch auf 32 % bis 2030, zur Reduzierung von CO₂-Emissionen um 40 % gegenüber 1990 bis 2030, zur Reduzierung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe um 30 % bis 2030 gegenüber 2012 und zur Reduzierung des Endenergieverbrauchs um 50 % bis 2050 gegenüber 2012.

(i) **Strommarkt**

Der Vertrieb von Strom durch Einkauf und anschließenden Wiederverkauf an Endverbraucher oder Netzbetreiber bedarf einer Genehmigung des Energieministers. EDF kontrolliert noch immer einen beträchtlichen Anteil des Erzeugungs- und Vertriebsmarkts, insbesondere da EDF die französischen Kernkraftwerke betreibt, deren Anteil an der Gesamterzeugung ca. 70 % beträgt. Um die Marktliberalisierung zu erleichtern, wurde 2011 der sog. ARENH-Mechanismus eingeführt. Dieser berechtigt Lieferanten einen bestimmten Anteil von Atomstrom von EDF zu kaufen, der ca. 25 % (100 TWh) der gesamten jährlichen Erzeugung von Atomstrom durch EDF entspricht. Der Preis wird dabei von der CRE festgelegt (gegenwärtig € 42/MWh). Der Mechanismus ist bis zum 31. Dezember 2025 befristet.

Seit Juli 2007 können alle Kunden, einschließlich der Haushaltskunden, von einem regulierten zu einem nichtregulierten Stromtarif wechseln. Ab 1. Januar 2016 wurde die Preisregulierung für Kunden, die mit einer Leistung von mehr als 36 Kilovoltampere (kVA) an das öffentliche Netz im kontinentalen Teil Frankreichs angeschlossen sind, abgeschafft. Alle Kunden unterhalb dieser Schwelle (d. h. Haushaltskunden und kleinere Unternehmen) sowie Kunden, die nicht an das öffentliche Netz im kontinentalen Frankreich angeschlossen sind, können weiterhin zwischen der Versorgung zu Marktpreisen durch einen etablierten Versorger (z. B. EDF) und der Versorgung zu regulierten Tarifen wählen.

Am 1. April 2015 hat in Frankreich die Einrichtung eines Kapazitätsmarkts begonnen, der ab dem Jahr 2017 gilt. Einzelheiten dazu sind im Französischen Energiekodex und dem Dekret Nr. 2012-1405 vom 14. Dezember 2012 sowie der Durchführungsverordnung vom 22. Januar 2015 geregelt. Das Ziel des Kapazitätsmarkts ist die Vergütung von zur Verfügung stehender Erzeugung oder von Nachfrageflexibilität (*Demand-Side-Response*) durch (i) Ausgabe von kostenfreien Kapazitätsgarantien an Erzeuger (konventionelle und Erneuerbare Energien) und Anbieter von Nachfrageflexibilität auf Basis ihrer jeweils zertifizierten Kapazität und (ii) durch die Ermöglichung eines Handels mit solchen Kapazitätszertifikaten auf dem Markt. Für Erneuerbare Energien, die von einer Abnahmeverpflichtung profitieren, erhält nicht der Anlagenbetreiber die Kapazitätsgarantien, sondern das zur Abnahme des Stroms verpflichtete Unternehmen. Der Kapazitätsmarkt verpflichtet Energieversorger ausreichende Kapazitätszertifikate zu erwerben, um den prognostizierten Bedarf ihrer Kunden zu Spitzenlastzeiten zu decken, d. h. die Energieversorger müssen Leistung in einem bestimmten Umfang garantieren. Um diese Kapazitätsverpflichtung zu erfüllen, sind die Versorger berechtigt, Zertifikate auf dem Markt für Kapazitätszertifikate zu erwerben und zu verkaufen. Der Preis der Kapazitätszertifikate wird nach marktwirtschaftlichen Grundsätzen in bilateralen Transaktionen ohne einen zentralisierten Bieterprozess ermittelt. Die EPEX SPOT wird allerdings eine organisierte Trading-Plattform einrichten. Ein Ex-post-Kontrollsystem stellt durch hohe Bußgelder (€ 40.000 / MW) sicher, dass die Teilnehmer am Kapazitätsmarkt ihre Verpflichtungen erfüllen. Im November 2015 hat die EU-Kommission eine Untersuchung hinsichtlich der Vereinbarkeit des Kapazitätsmechanismus mit europäischem Beihilferecht eingeleitet. Die noch laufende Untersuchung könnte die tatsächliche Eröffnung des Kapazitätsmarkts verzögern und Änderungen des Mechanismus erfordern.

Die Errichtung von Stromerzeugungsanlagen erfordert eine Baugenehmigung, wenn die Maximalleistung der Anlage über 250 kW beträgt. In diesem Fall sind eine Umweltverträglichkeitsprüfung und eine zwingende öffentliche Anhörung durchzuführen. Grundsätzlich müssen Bauwerke in Frankreich Rechts- bzw. Regulierungsvorschriften zur Raumplanung einhalten. Der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen bedarf einer Erzeugungserlaubnis. Anlagen mit einer Leistung von nicht mehr als 12 MW werden an das Verteilernetz angeschlossen, während Anlagen mit einer höheren Leistung an das Übertragungsnetz angeschlossen werden.

Zusätzliche Sonderregeln greifen hinsichtlich der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien:

- Solar- und Biomasseanlagen mit einer Leistung von 12 MW und weniger werden als genehmigt behandelt und ihr Betrieb bedarf keiner Erzeugungserlaubnis. Ebenso werden auch Windparks mit einer installierten Leistung von 30 MW und weniger als genehmigt behandelt.

Für Anlagen, deren Leistung diese Grenzen überschreitet, ist eine Erzeugungserlaubnis vom Energieministerium notwendig.

- EDF und einige andere Stromversorger (lokale öffentliche Unternehmen) sind von Gesetzes wegen verpflichtet, von unabhängigen Stromerzeugungsunternehmen Strom aus Erneuerbaren Energien zu Vorzugstarifen zu kaufen, die vom Energieministerium festgesetzt werden. Dies betrifft insbesondere Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Um von der Abnahmeverpflichtung zu profitieren, benötigt die Anlage zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ein Abnahmeverpflichtungszertifikat (*certificat relatif à l'obligation d'achat*), das die Einhaltung von besonderen technischen Anforderungen bzw. Mindestabständen von bestimmten Einrichtungen wie Wohnbebauung bestätigt. Das Zertifikat wird durch den Präfekten (*Préfet*) als Vertreter der Zentralregierung auf lokaler Ebene erteilt. Ein Erzeugungsunternehmen, das ein solches Zertifikat hält, ist berechtigt, den Abschluss eines Stromlieferungsvertrags mit EDF (oder seltener mit einem anderen Versorgungsunternehmen) als Abnehmer zu fordern. Unter dem Stromliefervertrag verpflichtet sich EDF (oder das jeweilige andere Versorgungsunternehmen) den gesamten erzeugten und eingespeisten Strom bis zu einer vereinbarten Menge abzunehmen. Der Stromliefervertrag wird für Solar- und Biomasseanlagen für 20 Jahre und für Windkraftanlagen für 15 Jahre ab Inbetriebnahme geschlossen.
- Die französische Regierung kann öffentliche Ausschreibungen durchführen, wenn sie dies für erforderlich hält, um Frankreichs Ziel für Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien gemäß dem mehrjährigen Investitionsplan (*Programmation Pluriannuelle des Investissements*) zu erreichen. In diesem Fall erhält der ausgewählte Bieter eine Erzeugungserlaubnis und profitiert, je nach den Spezifikationen der Ausschreibung, von einem Stromliefervertrag oder einer tariflichen Vergütung. Solche Ausschreibungsverfahren wurden bereits für Solar-, Biomasse- und Windkraftprojekte eingeleitet.

Der Betrieb von Stromerzeugungsanlagen kann eine umweltrechtliche Betriebserlaubnis nach Maßgabe von Bestimmungen über klassifizierte Anlagen zum Schutz der Umwelt erfordern, die der Französische Energiekodex enthält (sog. *ICPE-Regime*). Dies führt zwingend zur Durchführung einer öffentlichen Anhörung. Diese Verpflichtung betrifft die meisten Kraftwerke (insbesondere wenn sie die Lagerung oder Verwendung von Abfällen oder umweltgefährdenden Stoffen erfordern) sowie einige Windkraftanlagen, je nach Anlageneigenschaften. Betreiber müssen die Bestimmungen der Erzeugungserlaubnis und weitere Vorgaben der Behörden einhalten, anderenfalls riskieren sie administrative Sanktionen (einschließlich der Aussetzung des Betriebs oder der Außerbetriebnahme des Kraftwerks) oder strafrechtliche Sanktionen. Die Errichtung und der Betrieb von Kraftwerken können abhängig von der Tätigkeit des Betreibers weiterer umweltrechtlicher Genehmigungen bedürfen. Kraftwerke, die nicht dem ICPE-Regime unterliegen (z. B. Solaranlagen) können Gegenstand von besonderen umweltrechtlichen Genehmigungen sein (z. B. wasserrechtliche Erlaubnisse, Abweichungen von Schutzvorschriften für geschützte Arten, Räumungsbewilligungen). Zudem kann auch die Baugenehmigung von der Einhaltung umweltrechtlicher Anforderungen (wie Brandschutz oder Maßnahmen zur Erhaltung von Flora und Fauna) abhängig sein. Umweltrechtliche Pflichten können durch den Präfekten oder der jeweiligen lokalen Behörde (z. B. den Bürgermeister) durchgesetzt werden.

(ii) Gasversorgung

Auf dem Erdgasmarkt bleibt *Gaz de France S.A.* (nunmehr ENGIE) als seit langem etabliertes Unternehmen der Hauptversorger in Frankreich. Die Versorgung mit Gas erfordert eine Genehmigung durch das Energieministerium. Diese Genehmigung legt den Kundenkreis fest, den der Adressat beliefern darf. Sonderregeln greifen in Bezug auf die Versorgung von Haushaltskunden sowie Kunden, die Aufgaben von allgemeinem Interesse wahrnehmen. Regulierte Tarife finden keine Anwendung mehr (i) seit dem 18. Juni 2014 für Endkunden, die keine Haushaltskunden sind (d. h. Wohngebäude, Geschäfts- und Industriekunden) und die an das öffentliche Übertragungsnetz angeschlossen sind; (ii) seit dem 19. Juni 2014 für Kunden, die unmittelbar an das Übertragungsnetz angeschlossen sind; (iii) seit dem 1. Januar 2015 für Endkunden, die keine Haushaltskunden sind und einen Verbrauch von mehr als 200 MWh/Jahr haben; und (iv) seit dem 1. Januar 2016 für Endkunden, die keine Haushaltskunden sind und einen Verbrauch von mehr als 30 MWh/Jahr haben. Ausnahmsweise können auf Wohngebäude mit einem Verbrauch von weniger als 150 MWh/Jahr von der Regierung festgesetzte regulierte Gastarife Anwendung finden.

Der Zugang zu Erdgasspeichern erfolgt derzeit auf Basis von Verträgen, die zwischen Speicherbetreibern und Kunden verhandelt werden (verhandelter Netzzugang). Eine Reform mit dem Ziel der Einführung eines regulierten Drittzugangs zu Gasspeichern ab dem Winter 2017/2018 wird derzeit diskutiert. Es ist geplant, freie Kapazitäten in Gasspeichern zu versteigern und Gasspeicherbetreiber vollständig der Regulierung durch die Regulierungsbehörde zu unterstellen. Versorger von Endkunden haben bestimmte Speicherverpflichtungen: Endkunden stehen sog. Speicherrechte zu, die einen definierten Anteil an ihrem Jahresverbrauch unter bestimmten extremen Winterbedingungen abdecken sollen. Versorger müssen Gas mindestens im Umfang von 80 % dieser Speicherrechte in Gasspeichern vorhalten.

(iii) **Umweltrechtliche Haftung**

Grundsätzlich haftet der letzte Betreiber einer Anlage (entweder in seiner Eigenschaft als Adressat der umweltrechtlichen Genehmigung oder als Erzeuger / Eigentümer des Abfallprodukts, dass die Verschmutzung verursacht hat) für Umweltverschmutzungen und muss eine Sanierung durchführen. Alternativ kann der Eigentümer der Landfläche, auf der die Verschmutzung sich ereignet hat, in Anspruch genommen werden, wenn er nachweisbar fahrlässig war oder ihm die Verschmutzung angelastet werden kann. Abhängig von der Erheblichkeit der Pflichtverletzung und/oder des Umweltschadens kann die umweltrechtliche Haftung entweder zu einer administrativen Haftung (Bußgeld) und/oder zu einer strafrechtlichen Verantwortung (Strafsanktionen) führen.

13.4.4 Niederlande

Der Strom- und Gasmarkt in den Niederlanden ist vollständig liberalisiert mit freien Großhandels- und Vertriebsmärkten sowie reguliertem Netzzugang entsprechend den Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU. Die anwendbaren Vorschriften wurden durch das Niederländische Stromgesetz 1998 (*Electriciteitswet 1998*, „**Niederländisches Stromgesetz**“) sowie das Niederländische Gasgesetz (*Gaswet*, „**Niederländisches Gasgesetz**“) umgesetzt. Die Gesetze regeln die wichtigsten Pflichten der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber und Stromerzeuger sowie den Verbraucherschutz und Entgeltstrukturen im Energiebereich. Weitere Regelungen sind in abgeleiteten Rechtsakten und technischen Kodizes für den Energiesektor niedergeschrieben, wie etwa (i) dem Tariffkodex, (ii) dem Systemkodex, (iii) dem Netzkodex und (iv) dem Messkodex. Die Niederländische Behörde für Verbraucher und Märkte (*Autoriteit Consument en Markt*, „**ACM**“) ist die nationale Regulierungsbehörde für den Energiesektor. ACM sorgt insbesondere für die Durchsetzung des Netzzugangs und stellt nichtdiskriminierende Tarife und Bedingungen für den Netzanschluss und die Übertragung von Strom und Gas sicher. Die Behörde legt zudem die Netzentgelte für Strom- und Gasverteilnetze fest.

(i) **Strommarkt**

Die Errichtung und der Betrieb von Kraftwerken und die Abscheidung und Speicherung von CO₂ werden u. a. von den Vorschriften des Niederländischen Allgemeinen Umweltgesetzes (*Wet algemene bepalingen omgevingsrecht*, „**Wabo**“) geregelt. Außerdem muss die Nutzung von Flächen für jegliche Aktivitäten dem anwendbaren Provinz- oder Kommunenbebauungsplan entsprechen. Insbesondere enthält die integrierte umweltrechtliche Genehmigung, die nach Vorschriften des Wabo erteilt wird, die Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb von Kraftwerken sowie die Verpflichtungen hinsichtlich Emissionen und weitere zu beachtende Umweltschutzbestimmungen. Zusätzlich legt der Niederländische Erlass über Anlagen (*Activiteitenbesluit*) Emissionsgrenzen für Großfeuerungsanlagen fest. Weitere Genehmigungen können nach dem Umweltschutzgesetz (*Natuurbeschermingswet 1998*), dem Wassergesetz (*Waterwet*) und dem Flora- und Faunagesetz (*Flora- en faunawet*) erforderlich sein. Pläne bzw. Projekte, die unter dem Wabo entwickelt werden und eine erhebliche Auswirkung auf die Umwelt haben, sind Gegenstand einer Umweltverträglichkeitsprüfung (*milieu-effectrapportage*). Soweit durch den Betrieb eine sog. Natura-2000-Fläche oder geschützte Arten beeinträchtigt werden, sind Genehmigungen bzw. Ausnahmen nach dem Naturschutzgesetz 1998 (*Natuurbeschermingswet 1998*) bzw. dem Flora- und Faunagesetz (*Flora- en faunawet*) einzuholen.

2013 schlossen die Akteure des Energiesektors mit der Regierung den Niederländischen Energievertrag für Nachhaltiges Wachstum (*Energieakkoord voor duurzame groei*). Dessen Schlüsselemente sind (i) die Erreichung einer durchschnittlichen Reduzierung des Energieverbrauchs um 1,5 %, (ii) die Verpflichtung der Regierung bis zum Jahr 2023 16 % des

Energieverbrauchs aus Erneuerbaren Energien zu decken sowie die Einhaltung des Ziels der EU von 14 % bis zum Jahr 2020 und (iii) die Stilllegung von sechs mit Kohle befeuerten Kraftwerken, die in den 1980er Jahren in Betrieb genommen wurden, darunter auch die Kraftwerke Maasvlakte 1 und 2 der Uniper Gruppe. Da die ACM die Stilllegung für nicht mit dem Wettbewerbsrecht vereinbar hielt, wurde eine Änderung des Erlasses über Anlagen (*Activiteitenbesluit*) beschlossen, die eine minimale Effizienz von Kohlekraftwerken von 40 % einführt und faktisch auf die Stilllegung von alten und ineffizienten Großfeuerungsanlagen abzielt.

Die Errichtung und der Betrieb von konventionellen Kraftwerken bedürfen keiner Genehmigung unter dem Niederländischen Stromgesetz. Strom- und Gasversorgung von kleinen oder Haushaltskunden ist eine genehmigungsbedürftige Tätigkeit nach dem Niederländischen Stromgesetz und dem Niederländischen Gasgesetz und nach abgeleiteten Rechtsakten. Diese Tätigkeit wird von der ACM reguliert. Lieferanten sind verpflichtet, einen von der ACM vorgegebenen Mustervertrag (*modelcontract*) zu verwenden. Eine Preisanpassung der Verbraucherpreise kann nur zweimal jährlich am 1. Januar und 1. Juli vorgenommen werden und muss mindestens eine Woche im Voraus angekündigt werden. Die Preisanpassung bedarf einer Zustimmung der ACM. Das Niederländische Stromgesetz und das Niederländische Gasgesetz werden derzeit reformiert. Der Reformvorschlag „STROOM“, eine Abkürzung für „*Stroomlijnen, Optimaliseren en Moderniseren*“, d. h. Rationalisierung, Optimierung und Modernisierung des Niederländischen Stromgesetzes und des Niederländischen Gasgesetzes, hat das Ziel, zukünftig keine Unstimmigkeiten zwischen Strom- und Gasregulierung zuzulassen und die Integration der wachsenden dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in das Netz und den Energiemix zu ermöglichen.

(ii) Wärmemarkt

Das Niederländische Wärmegesetz (*Warmtewet*) regelt die Versorgung von Verbrauchern mit Wärme, findet aber keine Anwendung auf Wärmelieferungen an Industriekunden. Das Niederländische Wärmegesetz wird derzeit reformiert, was zu einer Veränderung des regulatorischen Umfelds für Wärmeerzeugung, Wärmelieferung sowie die Verteilungsdienstleistungen in örtlichen und dem zukünftigen nationalen Wärmenetz führen kann.

(iii) Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS)

Kohlenstoffabscheidung und -speicherung (CCS) spielt eine wichtige Rolle in der Strategie der Niederländischen Regierung beim Übergang hin zu einem nachhaltigen Energieumfeld. Zusätzlich zu den anwendbaren bau- und umweltrechtlichen Genehmigungen wurden die Vorschriften über die geologische Speicherung von Kohlendioxid aus der Richtlinie 2009/31/EG vom 23. April 2009 im Niederländischen Bergbaugesetz (*Mijnbouwwet*), dem Niederländischen Bergbauerlass (*Mijnbouwbesluit*) und der Niederländischen Bergbauverordnung (*Mijnbouwregeling*) umgesetzt. Diese Vorschriften regeln den Bau von Transportpipelines und Speichern für Kohlendioxid. Das Wirtschaftsministerium ist für die Erteilung von Genehmigungen für Aktivitäten für die Kohlenstoffabscheidung und -speicherung zuständig.

(iv) Umwelthaftung

Nach dem Niederländischen Umweltschutzgesetz (*Wet Milieubeheer*) muss der Betreiber einer Anlage den entstandenen Umwelt- oder Klimaschaden ausgleichen. Die Haftung ist unbegrenzt. Die Verletzung von Vorschriften und Genehmigungsbedingungen kann durch administrative Akte (z. B. Sanierungsanordnung), Widerruf von Genehmigungen, Stilllegung der Anlage oder Bußgelder geahndet werden. Insbesondere hinsichtlich der Kohlenstoffabscheidung und -speicherung muss jegliches Entweichen von CO₂, das einen Umwelt- oder Klimaschaden verursacht, durch den Betreiber nach dem Niederländischen Umweltgesetz kompensiert werden. Gemäß dem Niederländischen Zivilkodex liegt die Haftung für Personen- und Sachschäden bei dem Betreiber der Anlage zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung, wenn der Schaden durch entwichene Emissionen oder Bodenbewegungen verursacht worden ist.

13.4.5 Belgien

Der Rechtsrahmen für den Gas- und Stromsektor in Belgien basiert auf den Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU, in dessen Umsetzung der Erzeugungs- und Vertriebsmarkt

liberalisiert wurden. Die Zuständigkeit für die Energieregulierung liegt in Belgien zum einen auf der föderalen Ebene, die für Sachbereiche zuständig ist, die landesweit die gleiche Behandlung erfordern, wie etwa den nationalen Infrastrukturplan für Elektrizität, große Speicher- und Erzeugungsanlagen und Übertragungsentgelte. Zum anderen sind die drei Regionen Wallonien, Brüssel-Hauptstadt und Flandern zuständig, beispielsweise für Erneuerbare Energien, Versorgung und Verteilung von Energie. Die wesentlichen Bestimmungen auf der föderalen Ebene sind das Gesetz zur Organisation des Strommarkts (*Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité*) und das Gesetz über den Transport von gasförmigen und anderen Stoffen durch Leitungen (*Loi relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations*). Die Regionen haben das Dritte Energiebinnenmarktpaket der EU jeweils in ihrer regionalen Gesetzgebung umgesetzt. Die Kommission für die Regulierung von Strom und Gas (*Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz*, „CREG“) ist die föderale Regulierungsbehörde. Ihre Zuständigkeiten umfassen Stellungnahmen hinsichtlich individueller Stromerzeugungslizenzen, die Überwachung der Übertragungsnetzbetreiber und die Festlegung von Übertragungsentgelten. Es gibt drei regionale Regulierungsbehörden: die flämische VREG, die wallonische CWaPE und die Brüsseler Brugel. Sie sind zuständig für die Erteilung oder Stellungnahmen hinsichtlich der Versorgungslizenzen, die Zertifizierung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Erneuerbare-Energien-Anlagen und die Festlegung von Verteilnetzentgelten. Gemäß den Vorgaben des Dritten Energiebinnenmarktpakets der EU ist der Netzzugang reguliert (regulierter Netzzugang). Dies begründet für die Netzbetreiber die Pflicht, auf nicht-diskriminierender Basis Netzzugang zu gewähren und regelmäßig die allgemeinen kommerziellen Netzzugangsbedingungen zu veröffentlichen sowie diese Bedingungen diskriminierungsfrei gegenüber allen Netznutzern zu verwenden. Netzentgelte für die Übertragungsnetze werden durch CREG, für die Verteilnetze durch die regionalen Regulierungsbehörden festgelegt und Netznutzer müssen die stündliche und tägliche Bilanz zwischen ihren Ein- und Ausspeisungen ausgeglichen halten. Für Ungleichgewicht im Netz werden Ausgleichstarife erhoben, die von der jeweils zuständigen Regulierungsbehörde festgelegt werden.

(i) **Strommarkt**

Anlagen mit einer Erzeugungsleistung von über 25 MW benötigen eine vorherige individuelle Erzeugungslizenz des föderalen Energieministers. Der Energieminister entscheidet über die Erteilung der Lizenz nach Stellungnahme durch die CREG, welche sich wiederum mit dem Netzbetreiber und den zuständigen föderalen und regionalen Behörden abstimmt. Anlagen bedürfen einer umweltrechtlichen sowie einer baurechtlichen Genehmigung gemäß den regionalen Gesetzen. Änderungen einer bestehenden Erzeugungsanlage erfordern einen Antrag auf Abänderung der Genehmigung durch den Energieminister, etwa wenn sie zu einer Erhöhung der Erzeugungskapazität um mehr als 10 % oder 25 MW führen. 2012 hat Belgiens föderale Regierung eine Einigung zum allgemeinen Rechtsrahmen für Versorgungssicherheit erzielt. Darauf folgte die Verlängerung der Betriebsdauer von drei Kernkraftwerken um zehn Jahre bis zum Jahr 2025 und die Einführung des Mechanismus einer strategischen Reserve im Jahr 2014. Es sind Gerichtsverfahren anhängig, die sich gegen die Verlängerung der Betriebsdauer richten und deren Ergebnis wohl erst im Jahr 2017 zu erwarten ist.

Die strategische Reserve wurde eingeführt, um ausreichende Erzeugungskapazitäten in den Wintermonaten sicherzustellen. Der nationale Übertragungsnetzbetreiber Elia schlägt jedes Jahr die benötigte Menge der strategischen Reserve vor, die er anhand einer Wahrscheinlichkeitsprognose hinsichtlich der Versorgungssicherheit ermittelt. Der föderale Energieminister gibt anschließend Elia die Anweisung, ob eine strategische Reserve für einen Zeitraum von ein bis drei Jahren eingerichtet werden soll, und setzt die Höhe in MW fest. Die benötigte Kapazität wird von Elia ausgeschrieben. Betreiber von Erzeugungsanlagen, die abgeschaltet werden sollen bzw. bereits befristet abgeschaltet worden sind, sind verpflichtet, zumindest ein Gebot für die Gesamtkapazität der Anlagen abzugeben. Auf Grundlage der Gebote schließt Elia – nach Zustimmung der CREG – Verträge mit den erfolgreichen Bietern für die gebotenen Preise und Mengen ab. Die Kosten der strategischen Reserve werden (größtenteils) durch die Netznutzer über die regulierten Tarife getragen. Derzeit werden Änderungen des Regimes der strategischen Reserve diskutiert. Preise und Mengen, die bereits für die Dauer von drei Jahren in einem Vertrag mit Elia beschlossen wurden, sollten von einer solchen Gesetzesänderung nicht betroffen sein.

Elektrizität wird an Großhandelsmärkten entweder bilateral (OTC-Handel) oder an organisierten Marktplätzen mit anonymem Matching wie der belgischen Strombörse, die von Belpex NV/SA betrieben wird, gehandelt. Vertrieb von Elektrizität in Verteilnetzen jeder der drei Regionen bedarf einer

regionalen Stromversorgerlizenz. Zusätzlich ist eine föderale Stromversorgerlizenz erforderlich, um als Zwischenhändler Strom an Endverbraucher in Belgien, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, verkaufen zu können. Lieferanten treffen eine Reihe von weiteren Verpflichtungen, etwa Informationspflichten, Gemeinwohlverpflichtungen und Kontrolle der zulässigen Indexierung von Preisen, die im Verbraucherschutzrecht und im föderalen und regionalen Energierecht verankert sind und nur auf die Versorgung von Haushaltskunden und teilweise auf die Versorgung von kleinen und mittelgroßen Unternehmen Anwendung finden. Stromlieferanten haben bestimmte Verpflichtungen aus den regionalen Förderprogrammen für Erneuerbare Energien. Eine Mindestanzahl von grünen Zertifikaten und Kraft-Wärme-Kopplung-Zertifikaten für Flandern müssen jährlich den Regulierungsbehörden vorgewiesen werden. Bei Nichtbefolgung drohen Bußgelder. Grüne und Kraft-Wärme-Kopplung-Zertifikate können entweder durch Erzeugung aus Erneuerbaren Energien oder durch Handel mit Zertifikaten erworben werden. Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, Zertifikate zu einem festgelegten Mindestpreis zu erwerben. Die Kosten, die den Lieferanten durch die Förderung Erneuerbarer Energien entstehen, können nur bis zu bestimmten Grenzen an Haushaltskunden und kleine und mittlere Unternehmen weitergereicht werden (z. B. begrenzt auf die tatsächlichen Kosten, unter Berücksichtigung des Marktpreises für die Zertifikate und eine pauschale Transaktionsgebühr).

(ii) Gasmarkt

Lieferanten auf dem Großhandelsmarkt (z. B. Händler und Zwischenhändler) kaufen Erdgas im Ausland ein. Anschließend verkaufen sie diese Gasmengen an andere Lieferanten auf dem Großhandels- oder Vertriebsmarkt, an Händler, industrielle Kunden und Stromerzeuger weiter. Auf dem Großhandelsmarkt kann Gas bilateral (OTC-Handel) am Zeebrugge Beach Hub oder an dem virtuellen Handlungspunkt Zeebrugge Trading Point (ZTP) gehandelt werden. Ebenso wie im Stromsektor bedürfen auch Gasverkaufsaktivitäten einer regionalen und föderalen Gaslieferlizenz und die Lieferanten sind einer Reihe von weiteren Bestimmungen unterworfen. Viele dieser Bestimmungen sind im Verbraucherschutzrecht und im föderalen und regionalen Energierecht zu finden.

(iii) Umwelthaftung

Umweltrechtliche Haftung fällt zumeist in den Zuständigkeitsbereich der Regionen. Umweltgesetze sehen u. a. eine verschuldensunabhängige Haftung für Untersuchungen und Sanierungskosten von aktuellen und ehemaligen Betreibern und Grundeigentümern sowie von Personen, die gefährliche Stoffe in die Umwelt entsorgen oder einleiten, vor. Zivilrechtliche Haftung kann hinsichtlich gefährlicher Stoffe ebenfalls eingreifen. Insbesondere ist der Umgang, die Lagerung, die Verwaltung und die Entsorgung bekannter und unbekannter gefährlicher Stoffe in Erzeugungsanlagen Gegenstand umweltrechtlicher Vorschriften. Umweltkosten umfassen potentiell Grundstücksuntersuchungen und Umweltgutachten für kontaminierte oder möglicherweise kontaminierte Grundstücke, Kosten für Überwachung, Schadensminimierung und Sanierung solcher Standorte, Bußgelder, Strafen oder Betriebseinstellung wegen Verletzung von Gesetzen zum Umgang mit gefährlichen Stoffen oder anderen Vorschriften sowie Ansprüche Dritter wegen Sach- bzw. Personenschaden und anderen Schadensarten. Zudem können auf den Betrieb von Erzeugungsanlagen föderale, regionale und lokale Umweltschutzvorschriften Anwendung finden. Diese schließen u. a. regionale Gesetze über umweltrechtliche Genehmigungen, Wasserverschmutzung, Abfall und Luftverschmutzung sowie Vorschriften über Brandschutz und andere Sicherheitsgesetze ein. Zusätzlich kann sich die Haftung für Schäden aufgrund von industrieller Betätigung aus allgemeinem Zivilrecht ergeben. Die Nichtbefolgung dieser Vorschriften kann zu strafrechtlichen und administrativen Sanktionen, Bußgeldern, Sanierungsverpflichtungen, befristeten und fristlosen Unterlassungsverfügungen und einem Betriebsverbot führen.

13.4.6 Russland

(i) Strommarkt

Die wesentlichen Rechtsgrundlagen für die Regulierung der Vermarktung von Erzeugungskapazität sowie Erzeugung und des Vertriebs von Strom in Russland sind: (i) das Föderale Gesetz „Über die Stromwirtschaft“ (*Federal'nyi zakon „Ob èlektroènergetike“*) Nr. 35-FZ vom 26. März 2003 (in der jeweils gültigen Fassung); (ii) die Rechtsverordnung der Regierung Russlands „Über die Festlegung der Regeln für den Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt und über die Änderung von

Akten der Regierung Russlands zur Organisation des Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkts“ (*Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii „Ob utverzhdennii Pravil'optovogo rynka élektricheskoi énergii i moščnosti i o vnesenii izmenenij v nekotorye akty Pravitel'stva Rossijskoj Federacii po voprosam organizacii funkcionirovanija optovogo rynka élektricheskoi énergii i moščnosti“*) Nr. 1172 vom 27. Dezember 2010 (in der jeweils gültigen Fassung) (die Statuten für den Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt); (iii) die Rechtsverordnung der Regierung Russlands „Über die Festlegung von regulierten Preisen (Tarifen) für die Stromwirtschaft“ (*Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii „O cenoobrazovanii v oblasti reguliruemych cen (tarifov) v élektroenergetike“*) Nr. 1178 vom 29. Dezember 2011 (in der jeweils gültigen Fassung); und (iv) die Rechtsverordnung der Regierung Russlands „Über die Festlegung der Preisparameter für den Kapazitätshandel auf dem Stromgroßhandelsmarkt (Kapazitätsgroßhandelsmarkt) im Übergangszeitraum“ (*Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii „Ob opredelenii cenovykh parametrov tovgovli moščnost'ju na optovom rynke élektricheskoi énergii (moščnosti) perechodnogo perioda“*) Nr. 238 vom 13. April 2010 (in der jeweils gültigen Fassung).

(a) *Struktur des Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkts in Russland*

Derzeit existiert ein zweistufiger Markt (Großhandel und Einzelhandelsmarkt) für Elektrizität und Kapazität in der Russischen Föderation. Die Uniper Gruppe ist vorrangig im Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt tätig, in dem als wesentliche Teilnehmer die großen Erzeugungsunternehmen, Lieferanten, Großkunden, Infrastrukturunternehmen und die Föderale Netzgesellschaft des Einheitlichen Energiesystems vertreten sind. Einige Tochterunternehmen der Uniper Gruppe sind im Einzelhandel von Elektrizität und Kapazität tätig.

Die operative Steuerung des einheitlichen Elektrizitätssystems Russlands übernimmt der Systembetreiber (OAO SO EES). Der Handel auf dem Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt erfolgt nach Maßgabe der Vorschriften für den Großhandelsmarkt, die vom sog. Marktrat, einer selbstverwaltenden Non-Profit-Organisation von Marktteilnehmern, aufgestellt werden. Die Organisation des Handels und die Durchführung der Settlements zwischen Teilnehmern des Stromgroßhandelsmarkts übernimmt der Betreiber des Handelssystems (OAO Handelssystemadministrator), ein 100 %iges Tochterunternehmen des Marktrats. Ein gemeinsames Tochterunternehmen der OAO Handelssystemadministrator und des Marktrats, die OAO Settlement-Zentrum, agiert in Strom- und Kapazitätshandelstransaktionen auf beiden Seiten und errechnet die wechselseitigen Forderungen und Zahlungsverpflichtungen aus den Strom- und Kapazitätskaufverträgen.

Der Großhandelsmarkt ist in unabhängige geographische Zonen aufgeteilt: Die erste Preiszone (Europäischer Teil Russland und Ural), die zweite Preiszone (Sibirien) sowie Preiszonen außerhalb des Wettbewerbsmarkts (einschließlich geographisch isolierter Regionen, die nicht zum Wettbewerbsmarkt gehören, z. B. Kaliningrader Gebiet, Regionen im Fernen Osten und andere). Die Uniper Gruppe ist in der ersten und zweiten Preiszone tätig.

Auf dem Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt werden Elektrizität und Kapazität (Leistung) gehandelt. Das Produkt Kapazität beinhaltet die Verpflichtung der Erzeugungsunternehmen, eine bestimmte Erzeugungsleistung vorzuhalten. Dies schließt die Verpflichtung mit ein, vorhandene Erzeugungsanlagen zu warten und in Stand zu setzen, und kann auch zu der Verpflichtung führen, neue Erzeugungsanlagen zu errichten. Elektrizität und Kapazität werden zu regulierten und nichtregulierten Preisen gehandelt.

(b) *Markt mit regulierten Preisen*

Die Statuten für den Strom- und Kapazitätsgroßhandelsmarkt legen die Anteile von Elektrizität und Kapazität fest, die aufgrund von regulierten Verträgen geliefert werden müssen. Solche Lieferungen stellen die Stromversorgung und ausreichende Kapazität für die Bevölkerung und einiger festgelegter Gebiete Russlands sicher. Preise (Tarife) für regulierte Verträge werden vom Föderalen Antimonopoldienst anhand des Basisjahres 2007 unter teilweiser Inflationsanpassung festgesetzt. Die Gesamtmenge von Elektrizität und Kapazität, die jeder Lieferant aufgrund von regulierten Verträgen im Kalenderjahr liefern muss, ist auf maximal 35 % der Stromliefermenge begrenzt. Wenn der Lieferant die vertraglich zu regulierten Preisen zugesicherte Strommenge nicht liefern kann, muss er die fehlende Strommenge auf dem freien Markt hinzukaufen.

Im derzeitigen Marktmodell für den Kapazitätsgroßhandel gibt es zwei weitere Arten von Verträgen mit regulierten Preisen: (i) Kapazitätslieferverträge und (ii) Kaufverträge über die Kapazität

von Kraftwerken, deren Kapazität nicht abgeschaltet werden kann (sog. nicht abschaltbare Kraftwerke). Die wesentliche Eigenschaft der Kapazitätslieferverträge ist, dass sie für den Lieferanten eine rechtlich bindende Verpflichtung begründen, ein Kraftwerk zu errichten, und für Verbraucher, die Kosten der Errichtung zu tragen. Den Betrag, der von den Verbrauchern getragen wird, ermittelt der Handelssystemadministrator entsprechend einer staatlich festgelegten Formel. Die Kapazitätslieferverträge sehen die Rückzahlung der vom Lieferanten in die Errichtung des Kraftwerks investierten Kosten über den Zeitraum von 10 Jahren vor. Die Kapazitätslieferverträge für nicht abschaltbare Kraftwerke werden für Erzeugungsanlagen abgeschlossen, die nicht wettbewerbsfähig genug sind oder die technologischen Anforderungen nicht erfüllen, um in einer wettbewerbsbasierten Vergabe von Kapazitätslieferungen zum Zuge zu kommen, die aber dennoch für Zwecke der Stromversorgungssicherheit oder der Wärmeversorgung notwendig sind. Erzeugungsunternehmen können die Anerkennung von Kraftwerken als nicht abschaltbare Kraftwerke beantragen, um Kostenersatz zu erhalten, falls sie ihre Kraftwerke aus vorgenannten Gründen nicht abschalten können. Preise (Tarife) für diese Verträge werden durch den Föderalen Antimonopoldienst festgesetzt.

(c) *Markt mit freier Preisbildung*

Stromlieferungen auf dem Großhandelsmarkt mit freier Preisbildung funktionieren nach dem folgenden Mechanismus: Auf dem Day-ahead-Markt führt der Handelssystemadministrator eine wettbewerbsbasierte Auswahl von Lieferanten- und Verbraucherpreisgeboten für jede Stunde des folgenden Tages durch. Der Preis ergibt sich aus dem Verhältnis von Nachfrage und Verfügbarkeit für jeden Netzwerkknoten in jeder der beiden Preiszonen und gilt dann für den jeweiligen Markt (Grenzpreis). Der Handel von Produkten, die von der geplanten Produktion bzw. dem geplanten Verbrauch abweichen, erfolgt in Echtzeit auf dem Ausgleichsenergiemarkt. Drei Stunden vor jeder Lieferstunde führt der Handelssystemadministrator eine weitere Versteigerung für die abweichenden Strommengen durch.

Die Lieferung von Kapazität zu frei ermittelten Preisen auf dem Kapazitätsgroßhandelsmarkt erfolgt im Wege eines Wettbewerbs der Großhandelslieferanten, die ihre Gebote für die Lieferung von Kapazität in das Handelssystem eingeben. Für das Jahr 2016 sowie für den Zeitraum von 2017 bis 2019 sind diese bereits abgeschlossen. Ab 2016 findet die Versteigerung von Kapazität jeweils vier Jahre im Voraus statt (im Jahr 2016 für 2020, im Jahr 2017 für 2021 etc.). Die Versteigerung von Kapazität findet innerhalb der jeweiligen Preiszone statt. Je mehr Kapazität ausgewählt wird, desto niedriger ist der Preis. Die Formel für das Verhältnis zwischen dem Volumen der ausgewählten Kapazitäten und den Preisen wird von der Regierung Russlands festgelegt. Wenn der Lieferant die vertraglich zugesicherte Kapazität nicht zur Verfügung stellen kann, verliert er die zugesagten Kapazitätsszahlungen anteilig, teilweise unter beschleunigenden Faktoren. Im Falle der nicht rechtzeitigen Fertigstellung von Kapazitäten aus Kapazitätslieferverträgen beträgt die Höhe der Vertragsstrafe ca. 25 % des Preises der nicht gelieferten Menge.

Zusätzlich zu den dargestellten Handelsmechanismen für Elektrizität und Leistung zu frei gebildeten Preisen gibt es bilaterale Verträge über den Verkauf von Strom und Kapazität (OTC-Handels), wobei die Marktteilnehmer ihre Vertragspartner innerhalb derselben Preiszone frei wählen können.

(ii) **Wärmemarkt**

Die Wärmeversorgung ist im Wesentlichen durch die folgenden Gesetze und Verordnungen geregelt: das Föderale Gesetz „Über die Wärmeversorgung“ (*Federal'nyi zakon „O teplosnabzhenii“*) Nr. 190-FZ vom 27. Juli 2010 (in der jeweils gültigen Fassung); die Rechtsverordnung der Regierung Russlands „Über die Preisbildung im Wärmesektor“ (*Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii „O cenobrazovanii v sfere teplosnabzhenija“*) Nr. 1075 vom 22. Oktober 2010 (in der jeweils gültigen Fassung); und die Rechtsverordnung der Regierung Russlands „Über die Organisation der Wärmeversorgung in der Russischen Föderation“ (*Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii „Ob organizacii teplosnabzhenija v Rossijskoj Federacii“*) Nr. 808 vom 8. August 2012 (in der jeweils gültigen Fassung).

Grundsätzlich unterliegen der Verkauf von Wärme und Wärmeträgern sowie die Dienstleistung der Wärmeübertragung Tarifregulierungen. Allerdings gibt es Ausnahmefälle, in denen die Preisbildung zwischen den Parteien frei erfolgt. Die Bestimmung und Genehmigung der Tarife kann anhand von verschiedenen Methoden vorgenommen werden (kostenbasiert (*cost plus*), Kapitalrendite-Modell, Indexierung von festgelegten Tarifen und Vergleichsmethode). Bis zum 1. Januar 2016 erfolgte eine

phasenweise Umstellung auf das Kapitalrendite-Modell, die Indexierung von festgelegten Tarifen und die Vergleichsmethode. Anderen Berechnungsmethoden kommt nunmehr eine geringere Bedeutung zu, obgleich sie weiterhin relevant bleiben.

(iii) Umwelthaftung

Die nachfolgenden Gesetze und Verordnungen bilden den rechtlichen Rahmen für den Umweltschutz in der Russischen Föderation: das Föderale Gesetz „Über den Umweltschutz“ (*Federal'nyi zakon „Ob ochrane okružhajuščej sredy“*) Nr. 7-FZ vom 10. Januar 2002 (in der jeweils gültigen Fassung); das Föderale Gesetz „Über die Änderung des Gesetzes über den Umweltschutz“ (*Federal'nyi zakon „O vnesenii izmenenij v Federal'nyi zakon „Ob ochrane okružhajuščej sredy“*) Nr. 219-FZ vom 21. Juli 2014 (das „**Umweltschutzänderungsgesetz**“); das Föderale Gesetz „Über den Schutz der atmosphärischen Luft“ (*Federal'nyi zakon „Ob ochrane atmosfernogo vozducha“*) Nr. 96-FZ vom 4. Mai 1999 (in der jeweils gültigen Fassung); und das Föderale Gesetz „Über Produktions- und Siedlungsabfälle“ (*Federal'nyi zakon „Ob otchodach proizvodstva i potreblenja“*) Nr. 89-FZ vom 24. Juni 1998 (in der jeweils gültigen Fassung).

Die wichtigsten Behörden, die für die Regulierung in Umweltfragen und für die Durchsetzung von Umweltgesetzen zuständig sind, sind die Regierung der Russischen Föderation, das Ministerium für natürliche Ressourcen und Umwelt und eine Vielzahl von Föderalen Aufsichtsbehörden, die u. a. die Verwaltung von natürlichen Ressourcen, von Bodenschätzen und von Wasserressourcen übernehmen. Industrieanlagen, deren Betrieb nachteilige Folgen für die Umwelt haben kann, müssen Grenzwerte für maximal zulässige Emissionen einhalten. Natürliche und juristische Personen sind verpflichtet, für die durch sie verursachten Nachteile für die Umwelt finanziell einzustehen. Der Ausstoß von Schadstoffen ist zulässig bei Einhaltung der entsprechend von der zuständigen Behörde festgesetzten Grenzwerte für maximal zulässige Emissionen. Liegt eine Genehmigung nicht vor oder werden die Grenzwerte überschritten, so kann die Beschränkung, Aussetzung oder Beendigung des Schadstoffausstoßes angeordnet werden. Für die Gewährung der Genehmigung bzw. die Festsetzung eines befristeten Emissionsgrenzwerts ist in regelmäßigen Abständen eine Gebühr für den Schadstoffausstoß zu zahlen. Bei Verstoß gegen die Grenzwerte für maximal zulässige Emissionen bzw. den befristet festgesetzten Emissionsgrenzwert erhöht sich die Gebühr auf das Fünffache der Gebühr für den zulässigen Emissionsgrenzwert.

Die jeweiligen Unternehmen haben für die Verursachung von Umweltschäden Bußgelder zu zahlen und die dadurch entstandenen Kosten in vollem Umfang zu tragen. Der Entschädigungsbetrag wird anhand von tatsächlichen Kosten berechnet, die dem Staat bei der Beseitigung des Schadens entstanden sind, sowie unter Berücksichtigung der dadurch verursachten Verluste (einschließlich entgangener Gewinne), der Kosten für Rekultivierungsmaßnahmen und andere Wiederherstellungsarbeiten. Unternehmen haben die Einhaltung von Umweltstandards zu überwachen, was wiederum in regelmäßigen Inspektionen durch die zuständigen Aufsichtsbehörden überprüft wird. Das bereits erlassene Umweltschutzänderungsgesetz tritt 2019 vollständig in Kraft. Es wird einen strengeren Ansatz für die Regulierung von nachteiligen Folgen für die Umwelt einführen, der auf dem Konzept der besten verfügbaren Technologien basiert. Nach diesem Konzept werden Anlagen je nach potentieller Umweltgefährlichkeit in vier Gruppen eingeteilt (große Heizkraftwerke fallen in die Gruppe der gefährlichsten Objekte), wobei auf jede Gruppe ein eigenes Regulierungsregime Anwendung findet. Die Begrenzung von Umwelteinwirkungen wird auf Grundlage der besten verfügbaren Umweltindikatoren (anstelle der maximal zulässigen Emissionsmenge) gewährleistet und die maßgeblichen technologischen Emissionsstandards werden unter Berücksichtigung der besten verfügbaren Technologien festgelegt. Alle geplanten und vorhandenen Objekte der Uniper Gruppe (einschließlich der großen Heizkraftwerke) werden einer komplexen umweltrechtlichen Genehmigung bedürfen. Die Reform sieht ferner eine erhebliche stufenweise Anhebung der Gebühren für Emissionen (Verschmutzungsgebühr) unterhalb der Grenzwerte für zulässige Emissionen (auf das Fünf- bis Fünfundzwanzigfache) und für darüber hinausgehende Emissionen (auf das Fünfundzwanzig- bis Hundertfache) vor. Auf der anderen Seite können den Unternehmen künftig erhebliche Vorteile für die Umsetzung von Umweltschutzmaßnahmen nach den besten verfügbaren Technologien gewährt werden (z. B. Reduzierung der Verschmutzungsgebühr, Ersatz für Zinszahlungen bei Darlehensaufnahmen).

(iv) Gasfeld Yushno Russkoje

Die Nutzung von Bodenschätzen, etwa die Aufsuchung und Förderung von Kohlenwasserstoffen, erfolgt auf Grundlage von bergrechtlichen Genehmigungen, die von der Föderalen Agentur für

Erdkörpernutzung auf Basis der vom Antragsteller vorbereiteten technologischen Projektdokumentation erteilt werden. Die Dokumentation enthält (neben anderen Punkten) die Verpflichtungen des Genehmigungsinhabers hinsichtlich der Fördermengen von Kohlenwasserstoffen und den Umfang von Aufsuchungsarbeiten. Der Föderale Aufsichtsdienst für das Management Natürlicher Ressourcen und der Föderale Aufsichtsdienst für Umwelt, Industrie und Kernkraft führen die Aufsicht darüber, wie die Vorgaben der Genehmigungen vom Inhaber eingehalten werden. Die Beurteilung wird in Berichten über die regelmäßigen Revisionen des Föderalen Aufsichtsdienstes für das Management Natürlicher Ressourcen festgehalten. Nichteinhaltung von wesentlichen Vorgaben der Genehmigung (z. B. Versäumen des Betriebsbeginns, Nichterreicherung der festgesetzten Fördermengen) kann zu einer Aufhebung, Aussetzung oder einem Widerruf der Genehmigung führen, es sei denn die Versäumnisse werden innerhalb der gesetzten Frist (nicht kürzer als drei Monate) nachgeholt. Die bergrechtliche Genehmigung kann zudem in folgenden Fällen widerrufen werden: (i) systematische Verletzung von anwendbaren bergrechtlichen Vorschriften; (ii) unmittelbare Gefahr für Leben und Gesundheit von Personen, die in dem Betriebsgebiet arbeiten oder leben; (iii) Notfälle; (iv) Nichteinhaltung von Berichtspflichten; (v) Liquidation des Genehmigungsinhabers; (vi) Antrag des Genehmigungsinhabers auf Aufhebung der Genehmigung. Die Förderung von Bodenschätzen unterliegt einer Fördersteuer, die durch Multiplikation des Volumens der geförderten Kohlenwasserstoffe mit dem anwendbaren Steuersatz berechnet wird. Der Transport und der Export von Gas (außer LNG) ist ausschließlich bestimmten Unternehmen der staatseigenen Gazprom Gruppe gestattet. Andere Unternehmen können Gas nicht selbst exportieren sondern müssen sich durch Unternehmen der Gazprom Gruppe vertreten lassen. Dieses Exportmonopol gilt nicht für Öl.

13.4.7 Brasilien

(i) **Strommarkt**

Der brasilianische Strommarkt ist weitgehend liberalisiert. Allerdings befinden sich weite Teile der Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten noch unter staatlicher Kontrolle, insbesondere durch die staatliche Eletrobras Gruppe. Die Nutzung des Landes und der natürlichen Rohstoffe sowie der Umwelt- und Immissionsschutz unterliegen der konkurrierenden Gesetzgebung des Gesamtbundesstaats und der einzelnen Bundesstaaten, abhängig davon, ob es sich um ein innerstaatliches oder intrastaatliches Projekt handelt. Die Bundesregierung ist aber durch die Bundesverfassung ermächtigt, die Rahmenbedingungen für den Energiesektor zu schaffen. Mit dem Gesetz Nr. 8.987/1995 und Gesetz Nr. 9.074/1995 wurde insbesondere unabhängigen Erzeugern der Markteintritt auf Basis von Konzessionen und Genehmigungen sowie Kunden mit bestimmtem Mindestverbrauch (freie Kunden) die freie Wahl ihres Versorgers ermöglicht. Mit dem Gesetz Nr. 9.648/1998 wurde die Grundlage geschaffen für den Großhandelsmarkt des Energiesektors (*Mercado Atacadista de Energia*), die später durch die Kammer für Energiekommerzialisierung (*Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*, „CCEE“) ersetzt wurde sowie für den Netzbetreiber des Nationalen Elektrizitätssystems (*Operador Nacional do Sistema*, „ONS“). Mit dem Gesetz Nr. 10.848/2004, weiter ausgeführt im Dekret Nr. 5.081/2004, wurde der Elektrizitätssektor weiter restrukturiert und insbesondere der regulierte und der freie Markt für den Verkauf von Strom eingeführt. Für die bundesweite Energiepolitik ist das entscheidende Exekutivorgan das Bundesministerium für Bergbau und Energie (*Ministério de Minas e Energia*, „MME“), welches die Leitlinien für die Energiepolitik, deren Ziele und Projekte festlegt. Die Nationale Agentur für Elektroenergie (*Agência Nacional de Energia Elétrica*, „ANEEL“), die als unabhängige Regulierungsbehörde für den Elektrizitätsmarkt dem MME zugeordnet ist, überwacht die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und den Handel von Strom. Die ONS betreibt das brasilianische Übertragungsnetz (*Sistema Nacional Integrado*, SIN) und überwacht die Energieeinspeisung und -übertragung. Die der ANEEL unterstellte CCEE ist für die Abwicklung des Stromhandels auf dem brasilianischen Markt zuständig und führt z. B. für die ANEEL Auktionen für Stromlieferverträge auf dem regulierten Markt durch.

Die Anforderungen an die Genehmigungsfähigkeit eines Öl- oder Gaskraftwerks richten sich nach der Größe des Vorhabens. Für thermische Kraftwerke mit einer Leistung von mehr als fünf MW ist eine Genehmigung der ANEEL erforderlich. Darüber hinaus sind insbesondere eine Umweltverträglichkeitsprüfung sowie weitere umweltrechtliche Genehmigungen, wie z. B. eine Installationsgenehmigung und eine Betriebsgenehmigung, notwendig. Für große Wasserkraftprojekte, die für die Uniper Gruppe und ihre Beteiligungen in Brasilien nicht relevant sind, gelten spezielle weitere Anforderungen.

Der Stromhandel und -absatz findet auf dem regulierten oder freien Markt statt. Auf dem regulierten Markt müssen die regionalen Versorgungsunternehmen von den Erzeugern ihren gesamten Bedarf für die sog. gebundenen Kunden decken, die einen Bedarf an elektrischer Leistung von weniger als drei MW haben und deshalb ihren Versorger nicht frei wählen können. Die CCEE führt dazu Auktionen durch, in denen die Erzeuger nach einer Präqualifikation ihre Kapazitäten langfristig vermarkten können. Der Zuschlag erfolgt nach dem niedrigsten Preis. Der Bedarf richtet sich nach den langfristigen Prognosen der Versorgungsunternehmen. Es werden separate Auktionen mit einem zeitlichen Vorlauf von drei bis fünf Jahren für neu zu errichtende Kraftwerke, mit einem zeitlichen Vorlauf von ein bis drei Jahren für bestehende Kraftwerke sowie für Ausgleichsenergie durchgeführt. Für die zugeschlagenen Lose schließen die Erzeuger langfristige Stromlieferverträge mit einer Dauer zwischen drei und fünfzehn Jahren (außer für den Ausgleichsenergiemarkt) ab. Die Vergütung setzt sich aus einem Leistungspreis für die vorzuhaltende Kapazität sowie einem Arbeitspreis für die Betriebskosten zusammen. Die Erzeuger müssen die zugeschlagenen Kapazitäten garantieren. Bei Nichtlieferung müssen sie Ersatzlieferungen auf dem von der CCEE organisierten kurzfristigen Ausgleichsenergiemarkt zu in der Regel teureren Preisen beschaffen und zudem Strafzahlungen an die CCEE leisten. Auf dem freien Markt können Erzeuger mit den freien Kunden Stromlieferverträge zu den zwischen ihnen ausgehandelten Konditionen abschließen. Der Netzzugang ist reguliert. Die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber müssen den Zugang zu ihren Netzen auf nichtdiskriminierender Basis gewähren. Die Netzentgelte werden durch die ANEEL reguliert und sind auch von den Erzeugern für Einspeisung in das Netz zu zahlen.

(ii) **Umwelthaftung**

Das Gesetz Nr. 6.938/81, das Grundlage der nationalen Umweltpolitik ist, legt eine verschuldensunabhängige Haftung der Verursacher von Umweltschäden fest. Darüber hinaus können Unternehmen und Personen für die Verursachung bestimmter Umweltschäden auch strafrechtlich belangt werden. Die Einhaltung umweltrechtlicher Standards und Gesetze wird durch die ANEEL bzw. ANP sowie das Brasilianische Institut für die Umwelt und Erneuerbare Ressourcen (*Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis*, IBAMA) überwacht.

13.4.8 Ungarn

Die Liberalisierung des ungarischen Strom- und Gasmarkts erfolgte 2008 bzw. 2009 und hat die Vertriebs- und Großhandelsmärkte für den Wettbewerb geöffnet. Das Dritte Energiebinnenmarktpaket der EU wurde in Ungarn umgesetzt. Die staatseigene Elektrizitätsgesellschaft (MVM Zrt.) bleibt weiterhin der größte Marktteilnehmer und kontrolliert einen erheblichen Anteil der Erzeugungskapazität in Ungarn. Die Uniper Gruppe betreibt ein Gas- und Dampfkraftwerk in Gönyü, Ungarn. Die wesentlichen Vorschriften für den Energiemarkt sind in dem Stromgesetz Nr. LXXXVI aus 2007 (*2007. évi LXXXVI. törvény a villamos energiáról*, „**Ungarisches Stromgesetz**“) und dem Gasversorgungsgesetz Nr. XL aus 2008 (*2008. évi XL. törvény a földgázellátásról*, „**Ungarisches Gasgesetz**“) enthalten. Der Strommarkt in Ungarn ist zudem durch Sekundärgesetzgebung etwa in Form von Regierungserlassen sowie durch Netzwirkkodizes geregelt. Die wichtigste nationale Regulierungsbehörde für den Energiesektor ist die Ungarische Behörde für Energiewirtschaft und Öffentliche Versorgungsleistungen (*Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal*, „**Ungarische Regulierungsbehörde**“). Die Hauptaufgaben der Ungarischen Regulierungsbehörde sind die Erteilung von Genehmigungen, die Überwachung der Genehmigungsinhaber und die Festsetzung von Netzentgelten für Übertragungs- und Verteilernetze. Die Ungarische Regulierungsbehörde ist als unabhängige Behörde aufgestellt. Ihre vorherige Zustimmung ist auch für die folgenden gesellschaftsrechtliche Maßnahmen erforderlich: Herabsetzung des Stammkapitals eines Genehmigungsinhabers, Umwandlung (Verschmelzung und Aufspaltung) eines Genehmigungsinhabers und Erwerb von direkter oder indirekter Beteiligung an einem Genehmigungsinhaber, die bestimmte Beteiligungsgrenzen überschreitet.

Im Jahr 2008 sind die regulierten öffentlichen Versorgungsleistungen, die früher für alle Kunden zur Verfügung standen, durch Dienstleistungen von allgemeinem Interesse (Grundversorgung) ersetzt worden, welche nur noch ein kleiner Kreis von definierten Verbrauchergruppen (Haushaltskunden, andere Endverbraucher mit einer Anschlusskapazität unter 3 x 63A und öffentliche Einrichtungen, etwa Krankenhäuser) in Anspruch nehmen kann. Diese Verbrauchergruppen können mithin zwischen der Belieferung im Rahmen der Grundversorgung und einem nichtregulierten Vertrag wählen. Während die Kunden in der Grundversorgung zu einem regulierten Preis beliefert werden, der durch das ungarische

Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung festgesetzt wird, werden die Preise für alle anderen Kunden einschließlich der Industriekunden, die ihre Strom- und Gasversorger frei auswählen können, durch den Markt bestimmt. Stromerzeuger können ihren Strom ohne Einschränkungen an alle Kunden verkaufen.

Der Zugang zu den Netzen ist reguliert und muss zu nichtdiskriminierenden Konditionen auf Basis regulierter Tarife gewährt werden (regulierter Netzzugang).

(i) Strommarkt

Nach ungarischem Recht, insbesondere nach dem Ungarischen Stromgesetz bedürfen alle gewerblichen Tätigkeiten mit Bezug zur Energiewirtschaft einer Genehmigung durch die Ungarische Regulierungsbehörde. Kraftwerke mit einer Leistung von 50 MW und mehr benötigen eine Reihe von Genehmigungen unter dem Ungarischen Stromgesetz. Zu den wichtigsten Genehmigungen gehören die IPPC-Genehmigung (IPPC – integrierte Verminderung und Vermeidung der Umweltverschmutzung) und die Treibhausgasemissionsgenehmigung, die Baugenehmigung und die Niederlassungserlaubnis. Vor der Inbetriebnahme einer neuen Anlage braucht der Entwickler zudem eine Nutzungserlaubnis. Der Kraftwerksbetreiber braucht außerdem eine Genehmigung, um die Leistung des Kraftwerks zu erhöhen oder zu verringern und um den Betrieb einzustellen.

Für den Energiehandel existieren zwei Arten von Genehmigungen: eine vollumfängliche Händlerlizenz und eine beschränkte Händlerlizenz. Energiehändler mit einer vollumfänglichen Lizenz sind berechtigt, Strom von Erzeugern, anderen Händlern oder im Ausland einzukaufen und an Endverbraucher, andere Händler oder ausländische Käufer zu veräußern. Die beschränkte Händlerlizenz wird im vereinfachten Verfahren erteilt, darf jedoch nur an Einheiten erteilt werden, die in einem EU- oder EWR-Staat tätig sind. Sie berechtigt nicht zum Verkauf an Endverbraucher. Händler können auf der ungarischen Strombörse Hungarian Power Exchange („HUPX“) zwischen *Day-ahead*-, *Intra-day*- und Terminhandel wählen. HUPX ist ferner im OTC-Handel als Clearingstelle aktiv. Der Energiehandel erfolgt meistens durch bilaterale OTC-Verträge, allerdings wächst der Anteil von Spotgeschäften, etwa über die HUPX.

Es existiert derzeit kein Kapazitätsmechanismus in Ungarn und es gibt laut öffentlich verfügbaren Informationen keine Pläne, einen Kapazitätsmechanismus einzuführen.

(ii) Gasmarkt

Derzeit kann auf dem ungarischen Gasmarkt importiertes und im Inland gefördertes Erdgas an inländische Käufer durch Händler und Grundversorger verkauft werden. Verbraucher können ihren Anbieter frei wählen. Wie auch auf dem Strommarkt benötigen die Marktteilnehmer, etwa Netzbetreiber, Händler, Versorger, Grundversorger, verschiedene Genehmigungen, die durch die Ungarische Regulierungsbehörde erteilt werden. Ebenso wie für den Stromhandel existieren auch für den Handel mit Gas zwei verschiedene Lizenzarten: eine vollumfängliche Gashändlerlizenz und eine beschränkte Gashändlerlizenz. Lizenzinhaber treffen detaillierte Meldepflichten gegenüber der Ungarischen Regulierungsbehörde. Zwar hat Ungarn eine organisierte Gasbörse (CEEGEX), jedoch erfolgt der physische und Finanzhandel mit Erdgas in der Regel in Form von OTC-Verträgen.

(iii) Umwelthaftung

Die umweltrechtlichen Vorgaben für den Betrieb eines Kraftwerks sind auf mehrere Umweltschutzgesetze verteilt: Umweltschutzgesetz Nr. LIII aus 1995 (1995. évi LIII. törvény a környezet védelmének általános szabályairól, „Ungarisches Umweltschutzgesetz“), Wasserhaushaltsgesetz Nr. LVII aus 1995 (1995. évi LVII. törvény a vízgazdálkodásról) und Naturschutzgesetz Nr. LIII aus 1996 (1996. évi LIII. törvény a természet védelméről). Die regionalen Verwaltungen, die die Aufgaben der Umweltschutzbehörden (*környezetvédelmi és természetvédelmi hatóságként eljáró megyei kormányhivatalok*) wahrnehmen, und ihre Aufsichtsbehörde, die Nationale Umwelt- und Naturbehörde (*Országos Környezetvédelmi és Természetvédelmi Főfelügyelőség*), sind die wichtigsten Behörden für die Durchsetzung der Umwelthaftung. Der Verursacher eines Umweltschadens trägt die Verantwortung dafür nach Maßgabe des Zivil- und Strafrechts sowie aufgrund von Regulierungs- und Verwaltungsvorschriften (das sog. Verschmutzerhaftungsprinzip). Der Eigentümer und der Besitzer (Nutzer) des Grundstücks, auf dem sich die Verschmutzung ereignet hat, haften gesamtschuldnerisch, es sei denn, ihr Verschulden wird widerlegt. Das Ungarische

Umweltschutzgesetz basiert auf einem strengen Haftungsprinzip, nach dem der Verursacher mit sehr wenigen Ausnahmen unabhängig von Fahrlässigkeit oder Verschulden haftet. Umweltschäden können auch zu einer Haftung nach dem ungarischen Zivilrecht führen. Bei Nichtbefolgung der anwendbaren Umweltschutzvorschriften drohen strafrechtliche und verwaltungsrechtliche Sanktionen sowie die Untersagung des Betriebs.

14 AKTIONÄRSSTRUKTUR

Vor Wirksamwerden der Abspaltung hält die E.ON SE mittelbar sämtliche Anteile an der Uniper SE. Bei der E.ON SE handelt es sich um eine nach deutschem und europäischem Recht errichtete Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea*), die im Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf unter Nummer HRB 69043 eingetragen ist. Der Sitz der E.ON SE befindet sich in Düsseldorf; die Geschäftsadresse lautet Brüsseler Platz 1, 45131 Essen.

Jede Aktie der Gesellschaft gewährt in der Hauptversammlung eine Stimme. Alle Aktien der Gesellschaft sind mit denselben Rechten ausgestattet. Alle Aktien sind entsprechend den Bestimmungen für Namensaktien frei übertragbar. Abgesehen von der Marktschutzvereinbarung der E.ON SE und der Gesellschaft (siehe „3. Allgemeine Informationen — 3.7 Marktschutzvereinbarung“) bestehen keine Beschränkungen hinsichtlich der Verfügbarkeit über die Aktien.

Die folgende Tabelle enthält Informationen zu der von E.ON SE mittelbar über ihre 100 %ige Tochtergesellschaft, die E.ON Beteiligungen GmbH, gehaltenen Beteiligung an der Uniper SE, sowohl vor als auch unmittelbar nach Vollzug der Abspaltung (siehe „4. Die Abspaltung“).

	Vor Abspaltung		Nach Abspaltung	
	Anzahl Aktien	(in %)	Anzahl Aktien	(in %)
E.ON SE	170.720.340	100	170.720.340	46,65
Streubesitz	0	0	195.239.660	53,35
Summe	170.720.340	100	365.960.000	100

Die E.ON SE ist ein internationales privates Energieunternehmen, das vor einem fundamentalen Wandel steht: Mit Umsetzung der neuen Strategie wird der E.ON-Konzern sich künftig vollständig auf Erneuerbare Energien, Energienetze und Kundenlösungen und damit auf die Bausteine der neuen Energiewelt konzentrieren. Das konventionelle Erzeugungsgeschäft, mit Ausnahme der nuklearen Erzeugungskapazitäten in Deutschland, sowie der Energiehandel werden seit dem 1. Januar 2016 von der Uniper SE (zum damaligen Zeitpunkt noch Uniper AG) geführt.

Die Aktien der E.ON SE (ISIN DE000ENAG999, WKN ENAG99) sind im Börsensegment Regulierter Markt der Wertpapierbörsen in Berlin, Düsseldorf, Frankfurt (Prime Standard), Hamburg, Hannover, München und Stuttgart notiert und sind in den Indizes DAX 30, Euro Stoxx 50 und Stoxx Europe 600 Utilities enthalten.

15 ALLGEMEINE INFORMATIONEN ÜBER DIE GESELLSCHAFT UND DIE UNIPER GRUPPE

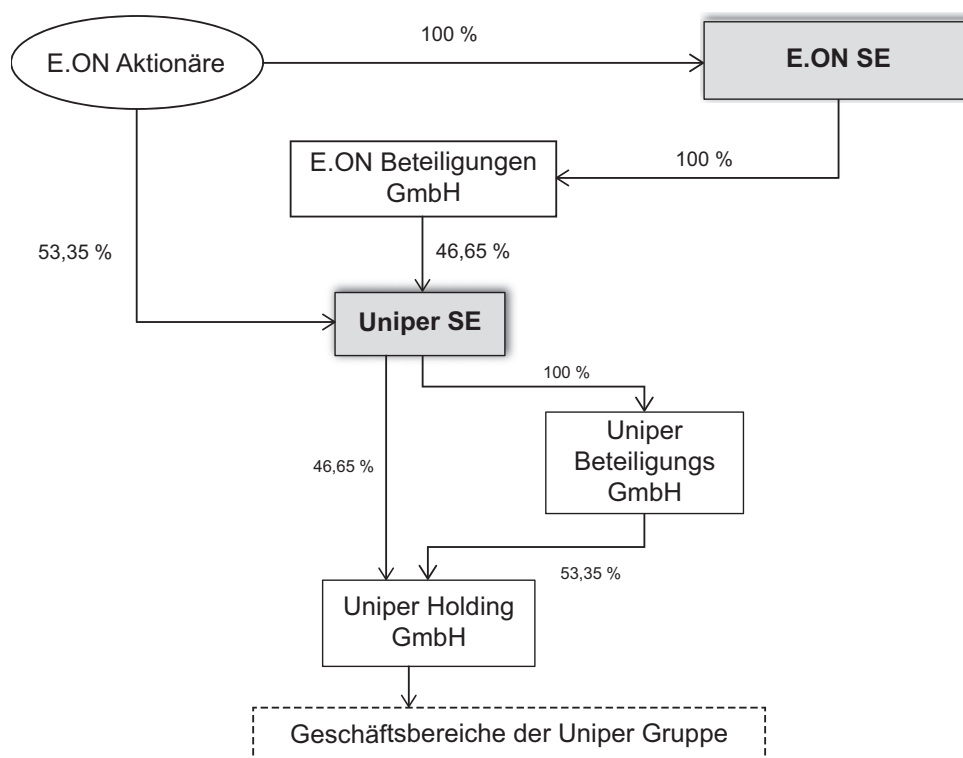
Die heutige Gesellschaft wurde im Jahr 1917 als Innwerk, Bayerische Aluminium AG mit Sitz in München gegründet. Sie firmierte nach vorangegangenem Formwechsel in der Rechtsform einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) und mehreren Umfirmierungen vor dem Beginn der Verselbständigung der Uniper Gruppe bis zum 18. Dezember 2015 unter E.ON Kraftwerke GmbH. Im Rahmen der Verselbständigung der Uniper Gruppe wurde sie im Zuge eines erneuten Formwechsels in die Rechtsform der Aktiengesellschaft (AG) in Uniper AG umfirmiert. Schließlich erhielt sie im Zuge der Umwandlung in die Rechtsform der SE ihre gegenwärtige Firmierung. Sie ist heute im Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf unter HRB 77425 eingetragen.

15.1 KONZERNSTRUKTUR

Die Gesellschaft ist eine nach deutschem und europäischem Recht errichtete Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea*). Sie ist im Handelsregister des Amtsgerichts Düsseldorf unter HRB 77425 unter der Firma Uniper SE mit Sitz in Düsseldorf eingetragen. Die Geschäftsadresse der Gesellschaft lautet E.ON-Platz 1, 40479 Düsseldorf, Deutschland. Die Telefonnummer lautet 0211 4579-0.

Mit Wirksamwerden der Abspaltung, d. h. mit Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE, entsteht eine Holdingstruktur mit der Uniper SE als Obergesellschaft der Uniper Gruppe. Die Uniper SE hält 46,65 % der Anteile an der Uniper Holding GmbH unmittelbar und die weiteren 53,35 % mittelbar über die Uniper Beteiligungs GmbH, insgesamt also das gesamte Stammkapital an der Uniper Holding GmbH.

Das folgende Schaubild zeigt die zukünftige Struktur der Uniper Gruppe nach dem Wirksamwerden der Abspaltung:



15.2 NAME, SITZ, GESCHÄFTSJAHR UND DAUER DER GESELLSCHAFT

Die juristische Bezeichnung der Gesellschaft ist Uniper SE.

Die Gesellschaften der Uniper Gruppe treten in erster Linie unter Verwendung der kommerziellen Bezeichnung „Uniper“ auf. Zusätzlich wird in Russland die kommerzielle Bezeichnung „Unipro“ verwendet.

Das Geschäftsjahr der Gesellschaft endet jeweils am 31. Dezember eines Kalenderjahres. Die Gesellschaft ist eine nach deutschem und europäischem Recht errichtete Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea*) mit Sitz in Deutschland. Die Gesellschaft ist auf unbestimmte Zeit errichtet worden.

15.3 GEGENSTAND DES UNTERNEHMENS

Der Unternehmensgegenstand der Gesellschaft ist die Versorgung mit Energie (vornehmlich Strom und Gas) und mit Wasser sowie die Erbringung von Entsorgungsdienstleistungen. Die Tätigkeit kann sich auf die Erzeugung bzw. die Gewinnung, die Übertragung bzw. den Transport, den Erwerb, den Vertrieb und den Handel erstrecken. Es können Anlagen aller Art errichtet, erworben und betrieben sowie Dienstleistungen und Kooperationen aller Art vorgenommen werden.

Die Gesellschaft kann in den zuvor bezeichneten oder verwandten Geschäftsbereichen selbst oder durch Tochter- oder Beteiligungsgesellschaften tätig werden. Sie ist zu allen Handlungen und Maßnahmen berechtigt, die mit dem Unternehmensgegenstand zusammenhängen oder ihm unmittelbar oder mittelbar zu dienen geeignet sind.

Sie kann auch andere Unternehmen gründen, erwerben oder sich an ihnen beteiligen, insbesondere an solchen, deren Unternehmensgegenstände sich ganz oder teilweise auf die zuvor genannten Geschäftsbereiche erstrecken. Des Weiteren ist sie berechtigt, sich vornehmlich zur Anlage von eigenen Finanzmitteln an Unternehmen jeder Art zu beteiligen. Sie kann Unternehmen, an denen sie beteiligt ist, strukturell verändern, unter einheitlicher Leitung zusammenfassen oder sich auf deren Verwaltung beschränken sowie über ihren Beteiligungsbesitz verfügen.

Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat am 30. August 2016 eine Änderung des Unternehmensgegenstands dahingehend beschlossen, dass der Unternehmensgegenstand die Versorgung mit Energie (vornehmlich Strom und Gas) ist. Die Tätigkeit kann sich auf die Erzeugung bzw. die Gewinnung, die Übertragung bzw. den Transport, den Erwerb, den Vertrieb und den Handel von Energie erstrecken. Im Übrigen bleibt der Unternehmensgegenstand unverändert. Diese Satzungsänderung wird nach dem Wirksamwerden der Abspaltung in das Handelsregister der Gesellschaft eingetragen.

15.4 ANGABEN ÜBER TOCHTERGESELLSCHAFTEN UND BETEILIGUNGSUNTERNEHMEN

Die Gesellschaft hat die folgenden unmittelbaren und mittelbaren Tochterunternehmen, deren Beteiligungsbuchwert mindestens 10 % des im Kombinierten Abschluss ausgewiesenen Eigenkapitals der Uniper Gruppe zum 31. Dezember 2015, das sich insgesamt auf € 15.001 Mio. belief, betragen hat oder die mindestens 10 % zu dem im Kombinierten Abschluss ausgewiesenen kombinierten Gewinn / (Verlust) nach Steuern der Uniper Gruppe für das Geschäftsjahr 2015 beigetragen haben. Grund-/Stammkapital und Rücklagen, Buchwert der Anteile, Forderungen und Verbindlichkeiten sowie Gewinn und Verlust für den angegebenen Zeitraum entstammen den Abschlüssen und der Buchhaltung der betreffenden Tochtergesellschaften zum 31. Dezember 2015 und wurden gemäß IFRS erstellt.

AO Gazprom YRGM Development, Russland

(ehemals firmierend unter ZAO Gazprom YRGM Development)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	25
Buchwert der Anteile (in €)	2.189.434.509
Grund-/Stammkapital (in €)	930.016
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	1.023.784.894
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	141.455.665

(1) Die 25 %ige Beteiligung an der AO Gazprom YRGM Development bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Unipro PJSC, Russland

(ehemals firmierend unter E.ON Russia JSC)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	83,7
Buchwert der Anteile (in €)	3.708.715.740
Grund-/Stammkapital (in €)	1.840.733.175
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	674.820.141
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	-110.777.001

- (1) Die 83,7 %ige Beteiligung an der Unipro PJSC bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses). Das Eigenkapital wird hier inklusive dem Minderheitenanteil ausgewiesen.
(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Sydskraft AB, Schweden

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	3.094.309.137
Grund-/Stammkapital (in €)	107.867.046
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	568.073.735
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	57.209

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Sydkraft AB bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Sydskraft Nuclear Power AB, Schweden

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	317.584.484
Grund-/Stammkapital (in €)	10.721.906
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	435.075.759
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	-818.592.326

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Sydkraft Nuclear Power AB bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Uniper Beteiligungs GmbH, Deutschland

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	6.753.450.570
Grund-/Stammkapital (in €)	26.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	11.213.415.648
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	-17.626

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Beteiligungs GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Uniper Energy Sales GmbH, Deutschland

(ehemals firmierend unter E.ON Energy Sales GmbH)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	1.885.667.628
Grund-/Stammkapital (in €)	1.002.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	3.011.257.565
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽⁶⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	12.760.804

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Energy Sales GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die Uniper Energy Sales GmbH war zum 31. Dezember 2015 beherrschte Gesellschaft unter einem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper Exploration & Production GmbH, Deutschland

(ehemals firmierend unter E.ON Exploration & Production GmbH)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	1.607.675.139
Grund-/Stammkapital (in €)	50.000.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	1.819.607.933
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	211.680.389

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Exploration & Production GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die Uniper Exploration & Production GmbH war zum 31. Dezember 2015 Organgesellschaft unter einem Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper France Power S.A.S, Frankreich

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	—
Grund-/Stammkapital (in €)	204.462.440
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	-419.168.140 ⁽³⁾
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁵⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁶⁾ (in €)	-551.121.939

(1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper France Power S.A.S bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die negative Rücklage der Uniper France Power S.A.S. beruht im Wesentlichen auf einem kumulierten Verlustvortrag.

(4) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(5) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(6) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Uniper Global Commodities SE, Deutschland

(ehemals firmierend unter E.ON Global Commodities SE)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	5.141.411.800
Grund-/Stammkapital (in €)	1.138.187.655
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	4.257.670.905
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	108.260.131

(1) Die 100 %ige Beteiligung an der UGC bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die UGC war zum 31. Dezember 2015 beherrschte Gesellschaft unter einem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper Holding GmbH, Deutschland

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	20.778.450.430
Grund-/Stammkapital (in €)	21.150.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	13.995.457.985
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾ (in €)	785.062.441
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	884.362.553

(1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Holding GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die Uniper Holding GmbH war zum 31. Dezember 2015 beherrschte Gesellschaft unter einem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper Kraftwerke GmbH, Deutschland

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	1.413.166.011
Grund-/Stammkapital (in €)	283.444.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	1.304.085.212
Forderungen gegenüber der Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegen die Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	-312.178.693

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Kraftwerke GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die Uniper Kraftwerke GmbH war zum 31. Dezember 2015 beherrschte Gesellschaft unter einem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper Ruhrgas International GmbH, Deutschland

(ehemals firmierend unter E.ON Ruhrgas International GmbH)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	2.201.710.936
Grund-/Stammkapital (in €)	156.000.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	2.057.386.431
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	61.139.962

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Ruhrgas International GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Vor eventueller Ergebnisabführung. Die Uniper Ruhrgas International GmbH war zum 31. Dezember 2015 beherrschte Gesellschaft unter einem Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag.

Uniper Russia Holding GmbH, Deutschland

(ehemals firmierend unter E.ON Russia Holding GmbH)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	4.348.795.862
Grund-/Stammkapital (in €)	50.000
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	4.146.767.088
Forderungen gegenüber der Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegen die Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	202.977.292

- (1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Russia Holding GmbH bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.
- (2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).
- (3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.
- (4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.
- (5) Die Uniper SE als herrschende Gesellschaft und die Uniper Russia Holding GmbH als beherrschte Gesellschaft haben am 30. August 2016 einen Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag abgeschlossen. Der Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrag gilt rückwirkend ab dem 1. Januar 2016 und ist bis zum Ablauf des 31. Dezember 2020 nicht kündbar. Der Vertrag wird allerdings erst mit seiner Eintragung im Handelsregister der Uniper Russia Holding GmbH wirksam, welche nach Vollzug der Abspaltung der Uniper Gruppe vom E.ON-Konzern erfolgen soll.

Uniper Trend s.r.o., Tschechien

(ehemals E.ON Trend s.r.o.)

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	4.348.468.570
Grund-/Stammkapital (in €)	4.312.832.597
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	74.116.814
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	4.496.527

(1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper Trend s.r.o. bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

Uniper UK Gas Limited, Vereinigtes Königreich

Beteiligungsquote ⁽¹⁾ (in %)	100
Buchwert der Anteile (in €)	363.299
Grund-/Stammkapital (in €)	577.908
Rücklagen ⁽²⁾ (in €)	7.655.217
Forderungen gegen die Gesellschaft ⁽³⁾	—
Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft ⁽⁴⁾	—
Ergebnis im Geschäftsjahr 2015 ⁽⁵⁾ (in €)	-1.711.976.074

(1) Die 100 %ige Beteiligung an der Uniper UK Gas Limited bezieht sich auf den Zeitpunkt nach Wirksamwerden der Abspaltung.

(2) Kapital- und Gewinnrücklagen sowie sonstige Bestandteile des Eigenkapitals (inklusive des sonstigen Ergebnisses).

(3) Die Forderungen beziehen sich auf Forderungen gegen die Gesellschaft.

(4) Die Verbindlichkeiten beziehen sich auf Verbindlichkeiten gegenüber der Gesellschaft.

(5) Vor eventueller Ergebnisabführung.

15.5 GESETZLICHER ABSCHLUSSPRÜFER

Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Moskauer Straße 19, 40227 Düsseldorf, Deutschland, ist der Abschlussprüfer der Gesellschaft. PwC ist Mitglied der deutschen Wirtschaftsprüferkammer mit Sitz in Berlin. PwC hat den Kombinierten Abschluss der Uniper AG für die Geschäftsjahre zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013, der von der Gesellschaft in Übereinstimmung mit IFRS erstellt wurde, gemäß den International Standards on Auditing (ISA) geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen, der im Finanzteil dieses Prospekts wiedergegeben ist. PwC hat ferner den nach HGB erstellten Jahresabschluss der Uniper AG für das zum 31. Dezember endende Geschäftsjahr 2015, der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr und der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr gemäß § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung geprüft und jeweils mit einem, im Finanzteil dieses Prospekts wiedergegebenen, uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen.

Der Jahresabschluss der Uniper AG für das am 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr, der Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr und der Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das am 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr wurde jeweils auf freiwilliger Grundlage um eine Kapitalflussrechnung und eine Eigenkapitalveränderungsrechnung ergänzt und von PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, Fuhrberger Straße 5, 30625 Hannover, Deutschland, geprüft. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung jeweils zum 31. Dezember 2013 und zum 31. Dezember 2014 bzw. für das dann endende Geschäftsjahr wurden mit einer Bescheinigung versehen. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung zum 31. Dezember 2015 bzw. für das dann endende Geschäftsjahr waren von dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk auf den Einzelabschluss der Uniper AG für das am 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr umfasst.

15.6 BEKANNTMACHUNG, ZAHL- UND ANMELDESTELLE

Bekanntmachungen der Gesellschaft erfolgen im Bundesanzeiger. Mitteilungen an die Aktionäre können auch im Wege der Datenfernübertragung erfolgen.

Bekanntmachungen im Zusammenhang mit der Billigung dieses Prospekts oder von Nachträgen zu diesem Prospekt erfolgen in Übereinstimmung mit den Regelungen des WpPG entsprechend der für diesen Prospekt vorgesehenen Veröffentlichung, d. h. durch Veröffentlichung auf den Internetseiten der Gesellschaft (<http://www.uniper.energy/de/investor-relations/>).

Mit Notierungsaufnahme der Aktien der Gesellschaft übernimmt die Deutsche Bank AG die Zahlstellenfunktion für zukünftige Dividendenausschüttungen.

16 ANGABEN ÜBER DAS KAPITAL DER UNIPER SE

16.1 ENTWICKLUNG DES GRUNDKAPITALS IN DEN VERGANGENEN DREI JAHREN UND IM ZUGE DER ABSPALTUNG

Nach zahlreichen gesellschaftsrechtlichen Strukturmaßnahmen und dem Formwechsel in eine GmbH betrug das Stammkapital der E.ON Kraftwerke GmbH, unter der die Gesellschaft bis zu ihrem Formwechsel in die Uniper AG firmierte, seit dem 3. November 2015 € 283.445.000.

Am 23. November 2015 beschloss die Gesellschafterversammlung der EKW die Umwandlung der Gesellschaft in eine Aktiengesellschaft unter der Firma Uniper AG. Dabei wurde das € 283.445.000 betragende Stammkapital der EKW in unveränderter Höhe als Grundkapital der Aktiengesellschaft beibehalten, eingeteilt in 283.445.000 auf den Namen lautende Stückaktien ohne Nennbetrag mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,00 je Stückaktie.

Am 19. Januar 2016 beschloss die Hauptversammlung der Uniper AG zur Vorbereitung der Abspaltung, das Grundkapital von € 283.445.000 um € 6.779.578 auf € 290.224.578 zu erhöhen und in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie neu einzuteilen.

Im Zuge der am 23. März 2016 durch die Hauptversammlung der Uniper AG beschlossenen und am 14. April 2016 mit Eintragung in das zuständige Handelsregister wirksam gewordenen Umwandlung der Uniper AG in die Rechtsform der SE wurden das Grundkapital in Höhe von € 290.224.578 ebenso wie die Einteilung in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie nicht verändert. Die Übertragbarkeit der Aktien der Gesellschaft unterliegt keinen Beschränkungen.

Die Stückaktien sind voll eingezahlt. Der anteilige rechnerische Betrag am Grundkapital beträgt € 1,70 je Stückaktie und ist mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016 ausgestattet. Am 24. Mai 2016 hat die Hauptversammlung der Gesellschaft zur Schaffung der neuen Aktien, welche im Zuge der Abspaltung an die Aktionäre der E.ON SE ausgegeben werden, eine Erhöhung des Grundkapitals von € 290.224.578 um € 331.907.422 auf € 622.132.000 durch Ausgabe von 195.239.660 nennwertlosen auf den Namen lautenden Stückaktien beschlossen. Die Eintragung dieser Kapitalerhöhung in das Handelsregister der Gesellschaft ist Voraussetzung für die Eintragung der Abspaltung.

16.2 GENEHMIGTES KAPITAL

Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat am 30. August 2016 über ein genehmigtes Kapital („Genehmigtes Kapital 2016“) beschlossen.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats bis zum 30. Juni 2021 das Grundkapital der Gesellschaft um bis zu € 145.112.289 durch ein- oder mehrmalige Ausgabe von bis zu 85.360.170 neuer, auf den Namen lautender Stückaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlagen zu erhöhen. Dies entspricht knapp 25 % des nach Wirksamwerdens der Abspaltung erhöhten Grundkapitals der Gesellschaft.

Die Satzungsregelung sieht vor, dass der Vorstand das den Aktionären grundsätzlich einzuräumende Bezugsrecht mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausschließen kann. Ein solcher Bezugsrechtsausschluss ist möglich bei der Ausgabe von Aktien gegen Bareinlagen in Höhe von bis zu 10 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung der vorliegenden Ermächtigung, wenn der Ausgabebetrag der neuen Aktien den Börsenkurs nicht wesentlich unterschreitet (§ 186 Abs. 3 Satz 4 AktG). Im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigung werden 10 % des Grundkapitals einem Betrag von € 62.213.200 entsprechen.

Zudem kann das Bezugsrecht bei Aktienaussgabe gegen Sacheinlagen ausgeschlossen werden, allerdings nur insoweit, als dass die unter dieser Ermächtigung ausgegebenen Aktien gegen Sacheinlagen unter Bezugsrechtsausschluss zusammen nicht mehr als 20 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung der vorliegenden Ermächtigung ausmachen dürfen. Im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung werden 20 % des Grundkapitals einem Betrag von € 124.426.400 entsprechen.

Ferner kann das Bezugsrecht der Aktionäre im Hinblick auf Spitzenbeträge sowie bei der Ausgabe von Aktien an Personen, die in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen, ausgeschlossen werden.

16.3 BEDINGTES KAPITAL

Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat am 30. August 2016 ein bedingtes Kapital („Bedingtes Kapital 2016“) beschlossen.

Das Grundkapital wird hiernach um bis zu € 145.112.289 durch Ausgabe von bis zu 85.360.170 auf den Namen lautenden Stückaktien bedingt erhöht. Dies entspricht knapp 25 % des nach dem Wirksamwerden der Abspaltung erhöhten Grundkapitals der Gesellschaft.

Die bedingte Kapitalerhöhung dient der Gewährung von Aktien bei Ausübung von Wandlungsrechten bzw. -pflichten und Optionsrechten bzw. -pflichten, die aufgrund der nachfolgend beschriebenen erteilten Ermächtigung zur Ausgabe von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen durch die Gesellschaft oder Unternehmen der Uniper Gruppe dienen.

16.4 ERMÄCHTIGUNG ZUR AUSGABE VON WANDEL- UND/ODER OPTIONSSCHULDVERSCHREIBUNGEN

Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat am 30. August 2016 die Ermächtigung zur Ausgabe von Wandel- und/oder Optionsschuldverschreibungen beschlossen.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats in der Zeit bis zum 30. Juni 2021 Schuldverschreibungen im Gesamtnennbetrag von bis zu € 1.000.000.000 zu begeben, die nach näherer Maßgabe der jeweiligen Bedingungen der Schuldverschreibungen bzw. Optionsscheine den Inhabern oder Gläubigern der Schuldverschreibungen bzw. Optionsscheine Wandlungsrechte, -pflichten, Optionsrechte und/oder -pflichten auf insgesamt bis zu 85.360.170 auf den Namen lautende Stückaktien der Gesellschaft mit einem anteiligen Betrag des Grundkapitals von insgesamt bis zu € 145.112.289 gewähren bzw. auferlegen. Die Schuldverschreibungen können gegen Barleistung und/oder Sachleistung auch durch ein mit der Gesellschaft verbundenes Unternehmen ausgegeben werden.

Im Fall der Ausgabe von Schuldverschreibungen mit Wandlungsrecht oder -pflicht erhalten die Inhaber das Recht bzw. übernehmen die Pflicht, ihre Wandelschuldverschreibungen nach näherer Maßgabe der Emissionsbedingungen in Aktien der Gesellschaft umzutauschen. Der anteilige Betrag des Grundkapitals der je Schuldverschreibung bei Wandlung auszugebenden Aktien der Gesellschaft darf den Nennbetrag der Schuldverschreibung bzw., wenn der Ausgabepreis unter dem Nennbetrag liegt, den Ausgabepreis der Schuldverschreibung, nicht übersteigen. Dies gilt auch für Schuldverschreibungen mit Optionsrecht oder Optionspflicht. Der jeweils festzusetzende Wandlungs- bzw. Optionspreis muss, mit Ausnahme der Fälle, in denen eine Wandlungs- bzw. Optionspflicht oder eine Ersetzungsbefugnis vorgesehen ist, mindestens 80 % eines Referenzkurses, der sich an dem volumengewichteten durchschnittlichen Börsenkurs der Aktien der Gesellschaft orientiert, betragen.

Die Emissionsbedingungen können auch Verwässerungsschutzregelungen und Anpassungsmechanismen z. B. für Kapitalmaßnahmen bei der Gesellschaft während der Laufzeit der Schuldverschreibungen, Dividendenausschüttungen, Ausgabe von Bezugsrechten auf weitere Schuldverschreibungen mit Wandlungsrechten, Wandlungspflichten, Optionsrechten und/oder Optionspflichten, die zum Bezug von Aktien der Gesellschaft berechtigen oder sonstige außergewöhnliche Ereignisse während der Laufzeit der Schuldverschreibungen vorsehen. In den Emissionsbedingungen vorgesehene Verwässerungsschutzregelungen und Anpassungsmechanismen können insbesondere die Veränderung des Wandlungs- bzw. Optionspreises, die Gewährung von Bezugsrechten auf Aktien der Gesellschaft oder auf Wandel- bzw. Optionsschuldverschreibungen oder die Gewährung oder Anpassung von Barkomponenten sein.

Der Vorstand ist ermächtigt, das den Aktionären grundsätzlich zustehende Bezugsrecht auf die Schuldverschreibungen, mit Zustimmung des Aufsichtsrats in folgenden Fällen auszuschließen:

- zum Ausgleich von Spitzenbeträgen,
- soweit Schuldverschreibungen gegen Sachleistung ausgegeben werden,
- soweit Schuldverschreibungen gegen Bareinlage ausgegeben werden und die Voraussetzungen des vereinfachten Bezugsrechtsausschlusses gemäß § 186 Abs. 3 Satz 4

AktG eingehalten werden; dies bedeutet, dass die Ausgabe der Schuldverschreibungen nur zu einem Preis erfolgen darf, der ihren theoretischen Marktwert nicht wesentlich unterschreitet, und eine Ausgabe von Schuldverschreibungen nur in einer Größenordnung zulässig ist, die zum Bezug von Aktien der Gesellschaft in Höhe von maximal 10 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung der vorliegenden Ermächtigung berechtigen bzw. verpflichten. Im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigung werden 10 % des Grundkapitals einem Betrag von € 62.213.200 entsprechen,

- soweit es zum Verwässerungsschutz erforderlich ist.

16.5 ERMÄCHTIGUNG ZUM ERWERB UND ZUR VERÄUßERUNG EIGENER AKTIEN

Die Hauptversammlung der Gesellschaft hat am 30. August 2016 die Ermächtigung zum Erwerb eigener Aktien beschlossen. Die Gesellschaft ist bis zum 30. Juni 2021 ermächtigt, eigene Aktien bis zu insgesamt 10 % des Grundkapitals zu erwerben.

Der Erwerb kann nach Wahl des Vorstands über die Börse, mittels eines an alle Aktionäre gerichteten Erwerbsangebots, mittels eines öffentlichen Angebots bzw. einer öffentlichen Aufforderung zur Abgabe eines Angebots auf Tausch von liquiden Tauschaktien gegen Aktien der Gesellschaft (sog. Tauschangebot) oder durch Einsatz von Derivaten (Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden) erfolgen.

Bei einem Erwerb über die Börse darf der Preis nicht mehr als 10 % über und nicht mehr als 20 % unter dem durch die Eröffnungsauktion ermittelten Kurs der Aktie der Gesellschaft an diesem Handelstag liegen.

Erfolgt der Erwerb über ein Erwerbs- bzw. Tauschangebot, kann die Gesellschaft einen Kaufpreis oder eine Kaufpreisspanne bzw. Tauschverhältnis oder Tauschspanne für den Erwerb der Aktien festlegen, der einen am Börsenkurs der Gesellschaft orientierten Durchschnittskurs um nicht mehr als 10 % über- und um nicht mehr als 20 % unterschreiten darf.

Erfolgt der Erwerb unter Einsatz von Derivaten in Form von Put- oder Call-Optionen oder einer Kombination aus beiden, müssen die Optionsgeschäfte zu marktnahen Konditionen abgeschlossen werden. In jedem Fall dürfen unter Einsatz von diesen Derivaten maximal eigene Aktien bis insgesamt 5 % des Grundkapitals erworben werden. Die Laufzeit der jeweiligen Option übersteigt nicht 18 Monate und endet in jedem Fall spätestens am 30. Juni 2021. Den Aktionären steht – in entsprechender Anwendung von § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG – ein Recht, derartige Optionsgeschäfte mit der Gesellschaft abzuschließen, nicht zu. Der Ausübungspreis darf ebenfalls einen am Börsenkurs der Gesellschaft orientierten Durchschnittskurs um nicht mehr als 10 % über- und um nicht mehr als 20 % unterschreiten.

Der Vorstand wird auch ermächtigt, Aktien der Gesellschaft unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre zu verwenden. So können vorbezeichnete Aktien der Gesellschaft gegen Barleistung veräußert werden, sofern der Veräußerungspreis den Börsenkurs der Aktien der Gesellschaft zum Zeitpunkt der Veräußerung nicht wesentlich unterschreitet (§ 186 Abs. 3 Satz 4 AktG). Die Summe der unter Ausschluss des Bezugsrechts gemäß § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG veräußerten Aktien darf dabei 10 % des Grundkapitals nicht übersteigen. Maßgebend für die Berechnung der 10 %-Grenze ist die Höhe des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens oder – falls dieser Wert geringer ist – der Ausnutzung dieser Ermächtigung. Im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigung werden 10 % des Grundkapitals einem Betrag von € 62.213.200 entsprechen.

Vorbezeichnete Aktien der Gesellschaft dürfen gegen Sachleistung veräußert werden, insbesondere auch im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder des Erwerbs von Unternehmen, Unternehmensteilen, Beteiligungen oder anderen Wirtschaftsgütern. Eine Veräußerung in diesem Sinne stellt auch die Einräumung von Wandel- oder Bezugsrechten sowie von Kaufoptionen und die Überlassung von Aktien im Rahmen einer Wertpapierleihe dar. Die vorbezeichneten Aktien können darüber hinaus auch zur Beendigung bzw. vergleichsweisen Erledigung von gesellschaftsrechtlichen Spruchverfahren bei verbundenen Unternehmen der Gesellschaft verwendet werden.

Vorbezeichnete Aktien der Gesellschaft dürfen verwendet werden, um die Rechte von Gläubigern von durch die Gesellschaft oder ihre Konzerngesellschaften ausgegebenen Schuldverschreibungen mit Wandel- oder Optionsrechten bzw. Wandlungspflichten zu erfüllen. Ferner dürfen sie Personen, die

in einem Arbeitsverhältnis zu der Gesellschaft oder einem mit ihr verbundenen Unternehmen stehen oder standen, zum Erwerb angeboten und auf diese übertragen werden.

Der Vorstand wird außerdem ermächtigt, eigene Aktien einzuziehen, ohne dass die Einziehung oder ihre Durchführung eines weiteren Hauptversammlungsbeschlusses bedarf.

16.6 ANRECHNUNGSKLAUSEL

Aufgrund entsprechender Anrechnungsklauseln werden die in diesem Abschnitt 16. erläuterten Ermächtigungen zu Bezugsrechtsausschlüssen derart aufeinander angerechnet, dass diese Ermächtigungen zum Ausschluss des Bezugsrechts nur insoweit ausgenutzt werden können, als die derart ausgegebenen oder veräußerten neuen Aktien und die neuen Aktien, die aufgrund von Rechten, die den Bezug von Aktien der Gesellschaft ermöglichen oder zu ihm verpflichten, auszugeben sind, rechnerisch nicht mehr als 20 % des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigungen oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigungen ausmachen dürfen. Im Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigungen zum Ausschluss des Bezugsrechts werden 20 % des Grundkapitals einem Betrag von € 124.426.400 entsprechen.

16.7 ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN ZU EINER LIQUIDATION DER GESELLSCHAFT

Die Gesellschaft ist gemäß ihrer Satzung auf unbestimmte Zeit errichtet. Neben dem Fall der Auflösung aufgrund eines Insolvenzverfahrens kann die Gesellschaft nur durch einen Beschluss der Hauptversammlung, der einer Mehrheit von mindestens drei Vierteln des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals bedarf, aufgelöst werden. Gemäß Art. 9 Abs. 1 lit.c) ii), Art. 10 der SE-VO in Verbindung mit dem AktG wird im Fall der Auflösung der Gesellschaft das nach Berichtigung der Verbindlichkeiten verbleibende Vermögen der Gesellschaft unter den Aktionären gemäß ihrem Anteil am Grundkapital verteilt. Dabei sind insbesondere bestimmte Vorschriften des Gläubigerschutzes zu beachten.

16.8 ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN ZU EINER VERÄNDERUNG DES GRUNDKAPITALS

Nach den geltenden Vorschriften der SE-VO und des AktG kann das Grundkapital einer europäischen Aktiengesellschaft durch einen Beschluss der Hauptversammlung erhöht werden, der mit einer Mehrheit von mindestens drei Vierteln der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst wird, soweit nicht die Satzung der Aktiengesellschaft andere Mehrheitserfordernisse festlegt. § 21 der derzeit gültigen Satzung der Gesellschaft sieht vor, dass Hauptversammlungsbeschlüsse, soweit nicht zwingende gesetzliche Vorschriften entgegenstehen, mit einfacher Mehrheit der abgegebenen Stimmen und, sofern das Gesetz außer der Stimmenmehrheit eine Kapitalmehrheit vorschreibt, mit einfacher Mehrheit des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals gefasst werden.

Außerdem kann die Hauptversammlung ein genehmigtes Kapital schaffen. Die Schaffung von genehmigtem Kapital erfordert einen Beschluss der Hauptversammlung mit einer Mehrheit von drei Vierteln der abgegebenen gültigen Stimmen, durch den der Vorstand ermächtigt wird, innerhalb eines Zeitraums von nicht mehr als fünf Jahren Aktien bis zu einem bestimmten Betrag auszugeben. Der Nennbetrag des genehmigten Kapitals darf die Hälfte des Grundkapitals, das zur Zeit der Eintragung der Ermächtigung des Vorstands im Handelsregister vorhanden ist, nicht übersteigen (siehe „16.2 Genehmigtes Kapital“).

Weiterhin kann die Hauptversammlung zum Zweck der Ausgabe von Aktien an Inhaber von Wandelschuldverschreibungen oder sonstigen Wertpapieren, die ein Recht zum Bezug von Aktien einräumen oder zum Zweck der Ausgabe von Aktien, die als Gegenleistung bei einem Zusammenschluss mit einem anderen Unternehmen dienen oder aber zum Zweck der Ausgabe von Aktien, die Führungskräften und Arbeitnehmern angeboten wurden, ein bedingtes Kapital schaffen, wobei jeweils ein Beschluss der Hauptversammlung mit einer Mehrheit von drei Vierteln der abgegebenen gültigen Stimmen erforderlich ist. Der Nennbetrag des bedingten Kapitals darf für den Fall, dass das bedingte Kapital zum Zweck der Ausgabe von Aktien an Führungskräfte und Arbeitnehmer geschaffen wird, 10 %, in den übrigen Fällen die Hälfte des Grundkapitals, das zur Zeit der Beschlussfassung vorhanden ist, nicht übersteigen. Zum Schutz von Umtausch- oder Bezugsrechtsinhabern bestimmt das Aktiengesetz, dass sich im Falle einer Kapitalerhöhung aus Gesellschaftsmitteln das bedingte Kapital kraft Gesetzes, d. h. automatisch, im gleichen Verhältnis wie das Grundkapital, erhöht (siehe „16.3 Bedingtes Kapital“).

Die Reduzierung des Grundkapitals bedarf eines Hauptversammlungsbeschlusses, der mit einer Mehrheit von mindestens drei Vierteln der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst wird.

16.9 ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN ZU BEZUGSRECHTEN

Nach den geltenden Vorschriften der SE-VO und des AktG stehen jedem Aktionär grundsätzlich Bezugsrechte auf die im Rahmen einer Kapitalerhöhung neu auszugebenden Aktien zu (einschließlich Wandelschuldverschreibungen, Optionsanleihen, Genussrechten oder Gewinnschuldverschreibungen). Diese Bezugsrechte sind frei übertragbar und daher grundsätzlich auch handelbar. Während eines festgelegten Zeitraums vor Ablauf der Bezugsfrist kann es einen Handel der Bezugsrechte an einer oder auch mehreren deutschen Wertpapierbörsen geben. Ein Anspruch der Aktionäre auf die Organisation eines Handels der Bezugsrechte besteht nicht. Die Hauptversammlung kann mit der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen und gleichzeitiger Mehrheit von mindestens drei Vierteln des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals die Bezugsrechte der Aktionäre ganz oder zum Teil ausschließen, wobei ein solcher Bezugsrechtsausschluss nur im Beschluss über die Erhöhung des Grundkapitals selbst erfolgen kann. Die Satzung kann insoweit (nur) eine größere Kapitalmehrheit und weitere Erfordernisse (etwa die besondere Zustimmung bestimmter Anteilseigner) bestimmen. Für einen Bezugsrechtsausschluss ist darüber hinaus ein Bericht des Vorstands erforderlich, der zur sachlichen Begründung und Rechtfertigung des Bezugsrechtsausschlusses darlegen muss, dass das Interesse der Gesellschaft am Ausschluss des Bezugsrechts das Interesse der Aktionäre an der Einräumung des Bezugsrechts überwiegt. Ein Ausschluss des Bezugsrechts bei Ausgabe neuer Aktien gegen Bareinlage gilt nach § 186 Abs. 3 Satz 4 AktG grundsätzlich als zulässig und sachlich gerechtfertigt, wenn der Betrag der Barkapitalerhöhung 10 % des bestehenden Grundkapitals nicht übersteigt und der Ausgabepreis der neuen Aktien den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreitet (sog. vereinfachter Bezugsrechtsausschluss). Allerdings ist auch in diesem Fall ein erläuternder Vorstandsbericht im vorgenannten Sinne erforderlich.

16.10 AUSSCHLUSS VON MINDERHEITSAKTIONÄREN

Nach den gemäß der SE-VO anwendbaren Vorschriften der §§ 327a ff. AktG zum Ausschluss von Minderheitsaktionären (sog. aktienrechtlicher *Squeeze-Out*) kann die Hauptversammlung einer Aktiengesellschaft auf Verlangen eines Aktionärs, dem Aktien der Gesellschaft in Höhe von 95 % des Grundkapitals (Hauptaktionär) gehören, die Übertragung der Aktien der übrigen Aktionäre auf den Hauptaktionär gegen Gewährung einer angemessenen Barabfindung beschließen. Die Höhe der den Minderheitsaktionären zu gewährenden Barabfindung muss dabei „die Verhältnisse der Gesellschaft“ im Zeitpunkt der Beschlussfassung der Hauptversammlung berücksichtigen. Maßgeblich für die Abfindungshöhe ist der volle Wert des Unternehmens, der in der Regel im Wege der Ertragswertmethode festgestellt wird.

Nach der gemäß der SE-VO anwendbaren Vorschrift des § 62 Abs. 5 UmwG (sog. verschmelzungsrechtlicher *Squeeze-Out*) kann im Zusammenhang einer Verschmelzung auf eine übernehmende Aktiengesellschaft oder ein entsprechendes AG-Äquivalent ein Ausschluss der Minderheitsaktionäre der Gesellschaft auf Verlangen eines Aktionärs, dem Aktien der Gesellschaft in Höhe von 90 % des Grundkapitals gehören, durch die Übertragung der Aktien der übrigen Aktionäre auf die übernehmende Aktiengesellschaft als Hauptaktionär gegen Gewährung einer angemessenen Barabfindung erfolgen. Die Höhe der den Minderheitsaktionären zu gewährenden Barabfindung muss dabei ebenso wie beim aktienrechtlichen *Squeeze-out* „die Verhältnisse der Gesellschaft“ im Zeitpunkt der Beschlussfassung der Hauptversammlung berücksichtigen. Maßgeblich für die Abfindungshöhe ist der volle Wert des Unternehmens, der in der Regel im Wege der Ertragswertmethode festgestellt wird.

Nach den gemäß der SE-VO anwendbaren Vorschriften der §§ 319 ff. AktG über die sog. Eingliederung kann die Hauptversammlung einer Aktiengesellschaft die Eingliederung in eine andere Aktiengesellschaft mit Sitz in Deutschland beschließen, wenn die künftige Hauptgesellschaft 95 % der Aktien der einzugliedernden Gesellschaft hält. Die ausgeschiedenen Aktionäre der eingegliederten Gesellschaft haben Anspruch auf eine angemessene Abfindung, die grundsätzlich in Form von Aktien der Hauptgesellschaft zu gewähren ist. Die Höhe der Abfindung ist dabei nach der sog. Verschmelzungswertrelation zwischen beiden Gesellschaften zu ermitteln, d. h. mittels des Umtauschverhältnisses, das im Falle der Verschmelzung beider Gesellschaften als angemessen anzusehen wäre.

Nach den Vorschriften der §§ 39a und 39b Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz („WpÜG“) kann im Zuge eines öffentlichen Übernahme- oder Pflichtangebots der Bieter, dem Aktien der Zielgesellschaft in Höhe von mindestens 95 % des stimmberechtigten Grundkapitals der Zielgesellschaft gehören, innerhalb von drei Monaten nach Ablauf der Annahmefrist beantragen, dass durch Gerichtsbeschluss die übrigen stimmberechtigten Aktien gegen Gewährung einer angemessenen Abfindung auf ihn übertragen werden. Gehören dem Bieter zugleich Aktien in Höhe von 95 % des Grundkapitals der Zielgesellschaft, sind ihm auf Antrag auch die übrigen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht zu übertragen. Die Art der Abfindung hat der Gegenleistung des Übernahme- oder Pflichtangebots zu entsprechen. Wahlweise ist eine Geldleistung anzubieten. Die im Rahmen des Übernahme- oder Pflichtangebots gewährte Gegenleistung ist als angemessene Abfindung anzusehen, wenn der Bieter aufgrund des Angebots Aktien in Höhe von mindestens 90 % des vom Angebot betroffenen Grundkapitals erworben hat. Ferner können gemäß § 39c WpÜG nach einem Übernahme- oder Pflichtangebot die Aktionäre einer Zielgesellschaft, die das Angebot nicht angenommen haben, dieses innerhalb von drei Monaten nach Ablauf der Annahmefrist annehmen (sog. *Sell-Out*), sofern der Bieter berechtigt ist, einen Antrag auf Übertragung der ausstehenden stimmberechtigten Aktien nach § 39a WpÜG zu stellen.

16.11 MELDE- UND ANZEIGEPFLICHTEN FÜR ANTEILSBESITZ

Mit Wirkung ab Zulassung der Aktien der Gesellschaft zum Regulierten Markt sowie zum Teilbereich des Regulierten Markts mit für die Gesellschaft weiteren Zulassungsfolgepflichten (Prime Standard) an der Frankfurter Wertpapierbörse gelten die besonderen Bestimmungen des WpHG.

16.12 STIMMRECHTSMITTEILUNGEN

§ 21 Abs. 1 Satz 1 WpHG sieht insbesondere bestimmte Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten bei der Veränderung des Stimmrechtsanteils an Emittenten, für die die Bundesrepublik Deutschland der Herkunftsstaat ist, vor. Hiernach hat jeder, der durch Erwerb, Veräußerung oder auf sonstige Weise 3 %, 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 50 % oder 75 % der Stimmrechte aus ihm gehörenden Aktien an einem Emittenten, für den die Bundesrepublik Deutschland der Herkunftsstaat ist, erreicht, überschreitet oder unterschreitet (Meldepflichtiger) diesem Emittenten sowie der BaFin dies unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von vier Handelstagen mitzuteilen. Die Mitteilungen sind schriftlich oder mittels Telefax in deutscher oder englischer Sprache an den Emittenten und die Bundesanstalt zu übersenden. Der Übersendung steht es gleich, wenn die Mitteilung über ein von der Bundesanstalt zur Verfügung gestelltes elektronisches Verfahren zur Abgabe von Mitteilungen erfolgt. Die Viertagesfrist beginnt nach § 21 Abs. 1 Satz 3 WpHG mit dem Zeitpunkt, zu dem der Meldepflichtige Kenntnis davon hat oder nach den Umständen haben musste, dass sein Stimmrechtsanteil die genannten Schwellen erreicht, überschreitet oder unterschreitet. Hinsichtlich des Fristbeginns wird gemäß § 21 Abs. 1 Satz 4 WpHG unwiderleglich vermutet, dass der Meldepflichtige spätestens zwei Handelstage nach dem Erreichen, Überschreiten oder Unterschreiten der genannten Schwellen Kenntnis hat. Im Falle des Erwerbs oder der Veräußerung eigener Aktien und des Vorliegens der sonstigen Voraussetzungen der Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten hat der Inlandsemittent die Mitteilung unverzüglich, abweichend aber spätestens drei Handelstage nach Zugang zu veröffentlichen. Die Informationen sind zur Veröffentlichung Medien zuzuleiten, einschließlich solcher, bei denen davon ausgegangen werden kann, dass sie die Information in der gesamten EU und in den übrigen Vertragsstaaten des Abkommens über den Europäischen Wirtschaftsraum verbreiten. Die vorgenannten Mitteilungs- bzw. Veröffentlichungspflichten gelten nach § 21 Abs. 1a WpHG auch für denjenigen, dem im Zeitpunkt der erstmaligen Zulassung der Aktien zum Handel an einem organisierten Markt 3 % oder mehr der Stimmrechte an einem Emittenten zustehen, für den die Bundesrepublik Deutschland der Herkunftsstaat ist.

Zur Vermeidung von Umgehungsgefahren und um sicherzustellen, dass die Meldepflicht über die Veränderung von Stimmrechtsanteilen jedenfalls auch bei demjenigen liegt, der letztlich die Stimmrechtsanteile kontrolliert, sieht das WpHG bei der Ermittlung der vorbeschriebenen Stimmrechtsschwellen unterschiedliche Zurechnungstatbestände vor, wonach dem Meldepflichtigen bestimmte, Dritten gehörende Stimmrechte aus Aktien des Emittenten zugerechnet werden. So werden gemäß § 22 WpHG dem Meldepflichtigen z. B. die von einem Tochterunternehmen an der Gesellschaft gehörenden Stimmrechte ebenso zugerechnet wie Stimmrechte aus solchen Aktien, die ein für Rechnung des Meldepflichtigen oder für Rechnung eines Tochterunternehmens des Meldepflichtigen handelnder Dritter hält. Diese Zurechnung erfasst auch die von solchen Dritten an der

Gesellschaft gehörenden Stimmrechte, mit dem der Meldepflichtige oder sein Tochterunternehmen sein Verhalten in Bezug auf den Emittenten, für den die Bundesrepublik Deutschland der Herkunftsstaat ist, aufgrund einer Vereinbarung oder in sonstiger Weise abstimmt (sog. *acting in concert*). Die zivilrechtliche Rechtsfolge eines Verstoßes des Meldepflichtigen gegen die vorstehend beschriebenen Mitteilungspflichten ist der Verlust sämtlicher Rechte (einschließlich der Stimmrechte und unter gewissen Voraussetzungen auch das Recht zum Bezug von Dividenden) aus den ihm gehörenden bzw. ihm zugerechneten Aktien an dem Emittenten für die Zeit, für welche der Meldepflichtige seine Mitteilungspflichten nicht erfüllt. Sofern die Höhe des Stimmrechtsanteils nicht richtig mitgeteilt wird, verlängert sich die Frist des Rechtsverlusts bei vorsätzlicher oder grob fahrlässiger Verletzung der Mitteilungspflicht um weitere sechs Monate. Ausgenommen von dieser Sanktion sind die Gewinnbezugsrechte sowie der Anspruch auf den Liquidationsüberschuss, wenn die Mitteilung nicht vorsätzlich unterlassen wurde und unverzüglich nachgeholt worden ist. Darüber hinaus kann derjenige, der eine Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig macht, mit Geldbußen aufgrund einer Ordnungswidrigkeit sanktioniert werden.

Versäumt der Meldepflichtige, die erforderlichen Mitteilungen zu machen, so ist er für die Dauer des Versäumnisses von der Ausübung der mit seinen Aktien verbundenen Rechte ausgeschlossen.

16.13 MITTEILUNGSPFLICHTEN BEIM HALTEN VON INSTRUMENTEN

Jeder, der unmittelbar oder mittelbar Inhaber von Instrumenten ist, die ihrem Inhaber entweder bei Fälligkeit ein unbedingtes Recht auf Erwerb mit Stimmrechten verbundener und bereits ausgegebener Aktien eines Emittenten, für den die Bundesrepublik Deutschland der Herkunftsstaat ist, oder ein Ermessen in Bezug auf sein Recht auf Erwerb dieser Aktien verleihen, oder sich auf entsprechende Aktien beziehen und eine vergleichbare wirtschaftliche Wirkung haben, unabhängig davon, ob sie einen Anspruch auf physische Lieferungen einräumen oder nicht, muss nach § 25 Abs. 1 Satz 1 WpHG bei Erreichen, Überschreiten oder Unterschreiten der Schwellen von 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 50 % oder 75 % der Stimmrechte unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von vier Handelstagen, dem Emittenten und gleichzeitig der BaFin dies mitteilen. Eine Zusammenrechnung mit den Beteiligungen, die im Rahmen von Stimmrechtsmitteilungen angegeben werden müssen, findet statt. Finanzinstrumente und sonstige Instrumente, welche der Meldepflichtige durch eine Willenserklärung erwerben kann und die nach dem WpHG daher bereits den Stimmrechten des Meldepflichtigen zugerechnet werden, werden bei der vorgenannten Zusammenrechnung nur einmal berücksichtigt. Instrumente können dabei im Sinne des § 25 Abs. 2 WpHG insbesondere übertragbare Wertpapiere, Optionen, Terminkontrakte, Swaps, Zinsausgleichsvereinbarungen und Differenzgeschäfte sein.

16.13.1 Mitteilungspflichten bei Zusammenrechnung; Verordnungsermächtigung

Nach § 25a WpHG gilt die Mitteilungspflicht des Meldepflichtigen, bei Erreichen, Überschreiten oder Unterschreiten der 3 %, 5 %, 10 %, 15 %, 20 %, 25 %, 30 %, 50 % oder 75 % der Stimmrechte, entsprechend für Inhaber von Stimmrechten aus ihm gehörenden Aktien an einem Emittenten, für den die Bundesrepublik das Herkunftsland ist, im Sinne des § 21 WpHG, sowie für Inhaber von Instrumenten nach § 25 Abs. 1 WpHG, wenn die Summe der nach § 21 Abs. 1 oder Abs. 1a WpHG und § 25 Abs. 1 Satz 1 WpHG zu berücksichtigenden Stimmrechte an demselben Emittenten die in § 21 Abs. 1 Satz 1 WpHG genannten Schwellen mit Ausnahme der Schwelle von 3 % erreicht, überschreitet oder unterschreitet.

16.13.2 Mitteilungspflichten für Inhaber wesentlicher Beteiligungen

Jeder, der die Schwelle von 10 % der Stimmrechte aus Aktien oder eine höhere Schwelle erreicht oder überschreitet, muss dem Emittenten, für den die Bundesrepublik Deutschland Herkunftsstaat ist, grundsätzlich die mit dem Erwerb der Stimmrechte verfolgten Ziele und die Herkunft der für den Erwerb verwendeten Mittel innerhalb von 20 Handelstagen nach Erreichen oder Überschreiten dieser Schwellen mitteilen. Eine Änderung der Ziele ist gemäß § 27a WpHG innerhalb von 20 Handelstagen mitzuteilen.

16.13.3 Mitteilung von Geschäften von Personen mit Führungsaufgaben

Ferner sind nach den Bestimmungen der Marktmissbrauchsverordnung Personen, die bei einem Emittenten von Aktien Führungsaufgaben wahrnehmen (z. B. Mitglieder eines Leitungs-, Verwaltungs- oder Aufsichtsorgans der Gesellschaft), verpflichtet, eigene Geschäfte mit Aktien des Emittenten oder sich darauf beziehenden Finanzinstrumenten, insbesondere Schuldtitel und damit verbundenen Derivate, unverzüglich, spätestens aber innerhalb von drei Geschäftstagen nach dem Datum des Geschäfts dem Emittenten sowie der BaFin mitzuteilen (sog. *directors' dealings*). Eine eigene Mitteilungspflicht trifft auch solche Personen, die mit der Führungsperson in einer engen Beziehung stehen. Hierunter fallen insbesondere Ehepartner, eingetragene Lebenspartner, unterhaltsberechtigter Kinder und andere Verwandte, die zum Zeitpunkt des Abschlusses des meldepflichtigen Geschäfts seit mindestens einem Jahr mit der Führungsperson im selben Haushalt leben. Weiterhin erfasst sind juristische Personen, Treuhand oder Personengesellschaften, deren Führungsaufgaben durch die zuvor genannte Führungsperson oder einer der dieser nahestehenden Person wahrgenommen, direkt bzw. indirekt kontrolliert werden, die zugunsten einer solchen Person gegründet wurden oder deren wirtschaftliche Interessen weitestgehend denen einer solchen Person entsprechen. Die vorgenannten Meldepflichten bestehen nicht, solange die Gesamtsumme der Geschäfte einer Führungsperson oder der mit dieser Person in einer engen Beziehung stehenden Personen, jeder für sich genommen, insgesamt einen Betrag von € 5.000 innerhalb eines Kalenderjahres nicht erreicht. Ein Inlandsemittent hat die von der meldepflichtigen Person erhaltene Mitteilung unter Nennung des Namens der betroffenen Person unverzüglich zu veröffentlichen und diese Veröffentlichung gleichzeitig der BaFin mitzuteilen. Daneben hat der Emittent die Information unverzüglich, spätestens jedoch drei Geschäftstage nach dem Geschäft, jedoch nicht vor ihrer Veröffentlichung, dem Unternehmensregister zur Speicherung zu übermitteln. Die vorstehenden Veröffentlichungspflichten gelten bereits ab Stellung eines Antrags auf Zulassung zum Handel an einem organisierten Markt. Die Nichteinhaltung der vorgenannten Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten kann durch die Verhängung von Bußgeldern sanktioniert werden, wenn die Mitteilung nicht, nicht richtig, nicht vollständig, nicht in der vorgeschriebenen Weise oder nicht rechtzeitig gemacht wurde.

16.14 ÜBERNAHMEANGEBOT

Nach dem WpÜG ist jeder, der unmittelbar oder mittelbar die Kontrolle über eine in Deutschland börsennotierte Gesellschaft erlangt, verpflichtet, diese Tatsache, einschließlich der Angabe der Höhe seines Stimmrechtsanteils, unverzüglich, spätestens jedoch innerhalb von sieben Kalendertagen durch Bekanntgabe im Internet und über ein elektronisch betriebenes Informationsverbreitungssystem für Finanzinformationen zu veröffentlichen. Kontrolle im Sinne des WpÜG ist das Halten von mindestens 30 % der Stimmrechte an einer in Deutschland börsennotierten Gesellschaft aus dem Bieter gehörenden Aktien der Zielgesellschaft oder dem Bieter zugerechneten Stimmrechten an der Zielgesellschaft. Anschließend ist allen Aktionären der Gesellschaft ein öffentliches Pflichtangebot zum Erwerb ihrer Aktien zu unterbreiten, sofern die BaFin keine Befreiung von dieser Verpflichtung erteilt hat. Wie bei den Stimmrechtsmitteilungspflichten sieht auch das WpÜG Zurechnungstatbestände vor.

Die Berechnung der Schwellenwerte wird nach dem WpÜG nicht auf der Grundlage direkter, sondern effektiver Kontrolle der Stimmrechte vorgenommen. Versäumt der Investor, die erforderlichen Mitteilungen zu machen, so ist er nach deutschem Recht für die Dauer des Versäumnisses von der Ausübung der mit seinen Aktien verbundenen Rechte (insbesondere Stimmrecht und unter gewissen Voraussetzungen auch das Recht zum Bezug von Dividenden) ausgeschlossen. Zudem kann bei Nichteinhaltung der Mitteilungspflichten eine gesetzlich vorgesehene Geldbuße verhängt werden.

16.15 VERBOT UNGEDECKTER LEERVERKÄUFE

Das WpHG wurde durch das Gesetz zur Vorbeugung gegen missbräuchliche Wertpapier- und Derivategeschäfte vom 21. Juli 2010 um das Verbot ungedeckter Leerverkäufe ergänzt. Das Gesetz regelt dabei insbesondere das Verbot ungedeckter Leerverkäufe von Aktien sowie Schuldtiteln von Staaten der Euro-Zone, die an einer inländischen Börse zum Handel im Regulierten Markt zugelassen sind. Weiterhin wurden das Verbot bestimmter ungedeckter Kreditausfallversicherungen auf Verbindlichkeiten von Mitgliedstaaten der Euro-Zone, bei denen kein eigener Absicherungszweck besteht, und die Einführung eines zweistufigen Transparenzsystems für Inhaber von Netto-Leerverkaufspositionen eingeführt. Eine Netto-Leerverkaufsposition liegt vor, wenn eine Saldierung aller durch ihren jeweiligen Inhaber gehaltenen Finanzinstrumente ergibt, dass sein ökonomisches Gesamtinteresse an den ausgegebenen Aktien des Unternehmens einer Leerverkaufsposition in

Aktien entspricht. Jeder, der eine Netto-Leerverkaufsposition im ausgegebenen Aktienkapital eines Unternehmens hält, dessen Aktien zum Handel an einem Handelsplatz zugelassen sind, hat der BaFin zu melden, wenn die Position eine Meldeschwelle erreicht, überschreitet oder unterschreitet. Die Meldeschwelle liegt bei 0,2 % und danach jeweils in Intervallen von 0,1 % des ausgegebenen Aktienkapitals des betreffenden Unternehmens. Zugleich ermächtigt das Gesetz die BaFin – im Einvernehmen mit der Bundesbank – vorübergehend den Handel in einzelnen Finanzinstrumenten zu untersagen oder auszusetzen.

17 ANGABEN ÜBER ORGANE DER UNIPER SE

17.1 ÜBERBLICK

Die Uniper SE ist eine Europäische Aktiengesellschaft (*Societas Europaea* – SE). Die Organe der Gesellschaft sind der Vorstand, der Aufsichtsrat und die Hauptversammlung. Die Gesellschaft hat ein dualistisches Verwaltungs- und Aufsichtsratssystem. Der Vorstand und der Aufsichtsrat arbeiten voneinander unabhängig. Ein Aufsichtsratsmitglied der Gesellschaft kann grundsätzlich nicht zugleich Vorstandsmitglied der Gesellschaft sein. Die Kompetenzen der Organe sind in der SE-VO, im Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 2157/2001 des Rates vom 8. Oktober 2001 über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE) (SE-Ausführungsgesetz, „SEAG“), im Aktiengesetz, in der Satzung und den Geschäftsordnungen von Vorstand und Aufsichtsrat geregelt.

Der Vorstand leitet die Gesellschaft unter eigener Verantwortung nach Maßgabe der Gesetze, der Bestimmungen der Satzung und der Geschäftsordnung für den Vorstand und den Aufsichtsrat sowie unter Berücksichtigung der Beschlüsse der Hauptversammlung. Der Vorstand vertritt die Gesellschaft gegenüber Dritten. Der Vorstand hat zu gewährleisten, dass innerhalb der Gesellschaft ein angemessenes Risikomanagement und ein internes Überwachungssystem eingerichtet und betrieben werden, damit den Fortbestand der Gesellschaft gefährdende Entwicklungen frühzeitig erkannt werden können. Der Vorstand ist gegenüber dem Aufsichtsrat berichtspflichtig. Insbesondere ist der Vorstand verpflichtet, dem Aufsichtsrat regelmäßig, zeitnah und umfassend über alle für das Unternehmen relevanten Fragen der Planung, der Geschäftsentwicklung, der Risikolage, des Risikomanagements, strategischer Maßnahmen und der Compliance zu berichten. Der Vorstand hat dabei auch Abweichungen des Geschäftsverlaufs von den aufgestellten Plänen und Zielen unter Angabe von Gründen darzustellen. Außerdem ist dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats aus sonstigen wichtigen Anlässen zu berichten. Der Aufsichtsrat kann zudem jederzeit einen Bericht über die Angelegenheiten der Gesellschaft verlangen.

Die Mitglieder des Vorstands werden vom Aufsichtsrat bestellt und abberufen. Der Aufsichtsrat hat den Vorstand bei der Geschäftsführung zu überwachen. Für einen im Voraus begrenzten Zeitraum, höchstens für insgesamt ein Jahr, kann der Aufsichtsrat einzelne seiner Mitglieder zu Stellvertretern von fehlenden oder verhinderten Vorstandsmitgliedern bestellen. Während ihrer Amtszeit als Stellvertreter von Vorstandsmitgliedern können die Aufsichtsratsmitglieder keine Tätigkeit als Aufsichtsratsmitglied in der Gesellschaft ausüben. Maßnahmen der Geschäftsführung können dem Aufsichtsrat nicht übertragen werden. Die Geschäftsordnung für den Aufsichtsrat sieht bei bestimmten Arten von Geschäften und sonstigen Maßnahmen der Gesellschaft einen Zustimmungsvorbehalt des Aufsichtsrats vor. In diesen Fällen ist der Vorstand verpflichtet, die vorherige Zustimmung des Aufsichtsrats einzuholen.

Die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats haben der Gesellschaft gegenüber Treue- und Sorgfaltspflichten. Bei der Erfüllung dieser Pflichten ist ein breites Spektrum von Interessen, insbesondere der Gesellschaft, ihrer Aktionäre, ihrer Mitarbeiter, ihrer Gläubiger und der Allgemeinheit zu beachten. Der Vorstand muss insbesondere auch die Rechte der Aktionäre auf Gleichbehandlung und gleiche Information beachten.

Nach deutschem Aktienrecht ist es einzelnen Aktionären, wie jeder anderen Person, untersagt, ihren Einfluss auf die Gesellschaft dazu zu benutzen, ein Mitglied des Vorstands oder des Aufsichtsrats zu einer für die Gesellschaft schädlichen Handlung zu bestimmen. Wer unter Verwendung seines Einflusses ein Mitglied des Vorstands oder des Aufsichtsrats, einen Prokuristen oder einen Handlungsbevollmächtigten dazu veranlasst, zum Schaden der Gesellschaft oder ihrer Aktionäre zu handeln, ist der Gesellschaft zum Ersatz des ihr daraus entstehenden Schadens verpflichtet. Daneben haften die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats gesamtschuldnerisch, wenn sie unter Verletzung ihrer Pflichten gehandelt haben und infolgedessen der Gesellschaft ein Schaden entstanden ist.

Ein Aktionär hat grundsätzlich keine Möglichkeit, gegen Mitglieder des Vorstands oder des Aufsichtsrats vor Gericht zu klagen, wenn er der Auffassung ist, dass diese ihre Pflichten gegenüber der Gesellschaft verletzt haben und infolgedessen der Gesellschaft ein Schaden entstanden ist. Schadensersatzansprüche gegen die Mitglieder des Vorstands oder des Aufsichtsrats können in der Regel nur von der Gesellschaft selbst durchgesetzt werden, wobei diese bei Ansprüchen gegen die Aufsichtsratsmitglieder vom Vorstand und bei den Ansprüchen gegen Vorstandsmitglieder vom Aufsichtsrat vertreten wird. Der Aufsichtsrat ist verpflichtet, voraussichtlich durchsetzbare Schadensersatzansprüche gegen den Vorstand geltend zu machen, es sei denn, gewichtige Gründe

des Gesellschaftswohls sprechen gegen eine Geltendmachung und diese Gründe überwiegen oder sind zumindest gleichwertig mit den Gründen, die für eine Geltendmachung sprechen.

Entscheidet sich das jeweilige vertretungsberechtigte Organ gegen eine Anspruchsverfolgung, müssen Ersatzansprüche der Gesellschaft gegen Mitglieder des Vorstands oder des Aufsichtsrats geltend gemacht werden, wenn die Hauptversammlung dies mit einfacher Stimmenmehrheit beschließt, wobei die Hauptversammlung zur Geltendmachung der Ansprüche einen besonderen Vertreter bestellen kann. Aktionäre, deren Anteil zusammen 10 % des Grundkapitals oder einen anteiligen Betrag von € 1 Mio. erreichen, können auch die gerichtliche Bestellung eines besonderen Vertreters zur Geltendmachung des Ersatzanspruchs beantragen, der im Falle seiner Bestellung anstelle der Organe der Gesellschaft hierfür zuständig wird. Liegen Tatsachen vor, die den Verdacht rechtfertigen, dass der Gesellschaft durch Unredlichkeiten oder grobe Pflichtverletzungen Schaden zugefügt wurde, besteht darüber hinaus für Aktionäre, deren Aktienbesitz zusammen 1 % des Grundkapitals oder den anteiligen Betrag von € 100.000 erreicht, die Möglichkeit unter bestimmten Voraussetzungen vom zuständigen Gericht zur Geltendmachung von Ersatzansprüchen der Gesellschaft gegen Organmitglieder im eigenen Namen für die Gesellschaft zugelassen werden.

Die Gesellschaft kann erst drei Jahre nach der Entstehung eines Anspruchs und nur dann auf Ersatzansprüche gegen Organmitglieder verzichten oder sich über diese vergleichen, wenn die Aktionäre dies in der Hauptversammlung mit einfacher Stimmenmehrheit beschließen und nicht eine Minderheit von Aktionären, deren Anteile zusammen 10 % des Grundkapitals erreichen, zur Niederschrift des Notars Widerspruch erhebt. Aktionäre und Aktionsvereinigungen können im Aktionärsforum des Bundesanzeigers, das auch über die Internetseite des Unternehmensregisters zugänglich ist, andere Aktionäre auffordern, gemeinsam oder in Vertretung einen Antrag auf Sonderprüfung oder ein Einberufungsverlangen für die Hauptversammlung zu stellen oder in einer Hauptversammlung das Stimmrecht auszuüben.

17.2 VORSTAND

17.2.1 Allgemeines

Der Vorstand der Gesellschaft besteht nach der Satzung aus mindestens zwei Mitgliedern. Die genaue Anzahl der Vorstandsmitglieder wird vom Aufsichtsrat bestimmt. Gegenwärtig hat der Vorstand vier Mitglieder. Der Aufsichtsrat bestellt die Vorstandsmitglieder und beruft diese ab. Er kann einen Vorsitzenden des Vorstands oder Vorstandssprecher ernennen. Die Bestellung von stellvertretenden Mitgliedern des Vorstands ist zulässig. Die Vorstandsmitglieder werden für höchstens fünf Jahre bestellt. Eine wiederholte Bestellung für jeweils fünf Jahre ist zulässig. Aus wichtigem Grund kann der Aufsichtsrat ein Vorstandsmitglied vor Ablauf von dessen Amtszeit abberufen, etwa bei grober Pflichtverletzung oder wenn die Hauptversammlung dem Vorstandsmitglied das Vertrauen entzieht. Von dem durch die Bestellung eines Vorstandsmitglieds begründeten organschaftlichen Rechtsverhältnis ist das Anstellungsverhältnis des Vorstandsmitglieds mit der Gesellschaft zu unterscheiden. Auch für dieses gilt eine Höchstdauer von fünf Jahren, wobei es zulässig ist, eine automatische Verlängerung des Anstellungsvertrags für den Fall vorzusehen, dass die Bestellung erneuert wird. Ansonsten gelten für das Anstellungsverhältnis und dessen Beendigung die Vorschriften des BGB zu Dienstverhältnissen.

Der Vorstand kann sich eine Geschäftsordnung geben, wenn nicht der Aufsichtsrat eine Geschäftsordnung für den Vorstand erlässt. Vorliegend hat der Aufsichtsrat den Geschäftsverteilungsplan des Vorstands verabschiedet, während der Vorstand sich im Übrigen seine Geschäftsordnung selbst gegeben hat. Beschlüsse des Vorstands bedürfen der einfachen Mehrheit der abgegebenen Stimmen. Der Vorstand ist beschlussfähig, wenn alle Vorstandsmitglieder geladen sind und mindestens die Hälfte seiner Mitglieder persönlich oder durch elektronische Medien an der Sitzung teilnimmt. Die Gesellschaft wird durch zwei Mitglieder des Vorstands oder durch ein Mitglied des Vorstands zusammen mit einem Prokuristen vertreten. Ein Vorstandsmitglied kann im Namen der Gesellschaft mit sich selbst keine Rechtsgeschäfte abschließen oder an diesbezüglichen Abstimmungen teilnehmen.

Der Vorstand führt die Geschäfte der Gesellschaft gemeinschaftlich (Prinzip der Gesamtgeschäftsführung). Trotz der Gesamtgeschäftsführung handelt jedes Vorstandsmitglied unabhängig und eigenverantwortlich für sein Ressort, es muss jedoch die Ressortinteressen dem allgemeinen Interesse der Gesellschaft unterordnen.

17.2.2 Mitglieder des Vorstands

Nachstehend folgen nähere Informationen zu den derzeitigen Mitgliedern des Vorstands einschließlich ihres Geburtsjahres, dem Tag ihrer ersten Bestellung und dem Tag, an dem ihre Bestellung endet, ihrer aktuellen Position und ihrem Verantwortungsbereich sowie ihrer sonstigen Mitgliedschaften in Verwaltungs-, Geschäftsführungs- oder Aufsichtsorganen in Unternehmen und Gesellschaften oder als Partner außerhalb der Uniper Gruppe während der letzten fünf Jahre.

<u>Name</u>	<u>Geburtsjahr</u>	<u>Datum der ersten Bestellung</u>	<u>Ablauf der Amtsperiode</u>	<u>Verantwortungsbereich</u>	<u>Mandate außerhalb der Uniper Gruppe während der letzten fünf Jahre</u>
Klaus Schäfer (Chief Executive Officer („CEO“))	1967	30. Dezember 2015	29. Dezember 2020	Strategie, Unternehmensentwicklung & M&A, Recht & Compliance, Politik & Regulierung, Kommunikation & Investor Relations, Corporate Audit, HR, Russland und die Landes-Geschäftsführung von Großbritannien, Schweden, Frankreich und Benelux	Mitglied des Vorstands der E.ON SE (2013 bis 2015); Gesellschafterausschuss der Nord Stream AG; Stellvertretender Präsident des International Business Congress (IBC); Präsident von Eurogas; Stellvertretender Vorsitzender des Ost-Ausschusses der deutschen Wirtschaft; Verwaltungsrat der HSBC Trinkaus & Burkhardt AG (2014 bis 2016); Präsident der E.ON Italia S.p.A. (2015 bis 2016); Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON Business Services GmbH (2013 bis 2015)
Christopher Delbrück (Chief Financial Officer („CFO“))	1966	30. Dezember 2015	29. Dezember 2020	Risikomanagement, Finanzen, Steuern, Rechnungswesen & Finanz-Controlling, Commercial und Operational Controlling, und Finanzorganisation Russland sowie IT & Operations	Gesellschafterausschuss Nord Stream AG (seit 2013), Mitglied des Aufsichtsrat der E.ON IT GmbH (heute firmierend unter E.ON Business Services GmbH) (von 2010 bis 2013)
Eckardt Rümmler (Chief Operating Officer („COO“))	1960	30. Dezember 2015	29. Dezember 2020	HSSE, Anlagenmanagement, Anlagenbetrieb, Kernenergie, Gasspeicher, Engineering, Operational Excellence und Drittkundengeschäft & Infrastruktur	Vorsitzender der Geschäftsführung E.ON Climate & Renewables GmbH (2013 bis 2015); Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON Energie AG (bis 2013), Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON Kernkraft GmbH (heute firmierend unter PreussenElektra GmbH) (bis 2015 davon zeitweise Vorsitzender)
Keith Martin (Chief Commercial Officer („CCO“))	1968	1. März 2016	28. Februar 2019	Kohle, LNG & Fracht, Strom & Gas, E&P (Yushno Russkoje), Vertrieb, Konzerneinkauf, Real Estate Management	Executive Director Global Business Development Gazprom Marketing & Trading (2011 bis 2013); Vice President Gas, Power, Carbon and LNG bei Petrochina (2013 bis 2016)

Klaus Schäfer

Klaus Schäfer, Jahrgang 1967, studierte von 1988 bis 1990 Betriebswirtschaftslehre an der Universität Passau, Deutschland. Nach seinem Vordiplom wechselte er an die ESCP Europe School of Management, Paris, Frankreich, Oxford, Großbritannien, und Berlin, Deutschland, wo er 1993 als Diplom-Kaufmann sein Studium abschloss. Im gleichen Jahr begann er seine Tätigkeit als Analyst im Bereich M&A für Morgan Stanley & Co. Limited, London, Großbritannien. Von 1996 bis zur Fusion mit VEBA zum E.ON-Konzern im Jahr 2000 war er für die VIAG AG in München, Deutschland, tätig, zuletzt als stellvertretender Leiter im Bereich Controlling. Für den E.ON-Konzern war Herr Schäfer seit 2000 in unterschiedlichen Funktionen tätig. Zwischen 2000 und 2003 war er als Bereichsleiter Konzernstrategie der E.ON AG, Düsseldorf, Deutschland, zwischen 2003 und 2006 als Finanzvorstand der Thüga AG, München, Deutschland, zwischen 2006 und 2007 als Vorsitzender der

Geschäftsführung der E.ON Sales & Trading GmbH, München, Deutschland, zwischen 2007 und 2010 als Präsident und Delegierter des Verwaltungsrats der E.ON Italia S.p.A., Mailand, Italien, und zwischen 2010 und 2013 als Vorsitzender des Vorstands der E.ON Ruhrgas AG, Essen, Deutschland, und zwischen 2011 und 2013 als Vorsitzender des Vorstands der E.ON Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland, tätig. Von 2013 bis 2015 war Herr Schäfer als Finanzvorstand (CFO) Mitglied des Vorstands der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland. Seit 30. Dezember 2015 ist er Vorsitzender des Vorstands der Uniper SE (CEO) und zuständig für die Bereiche Strategie, Unternehmensentwicklung & M&A, Recht & Compliance, Politik & Regulierung, Kommunikation & Investor Relations, Corporate Audit, HR, Russland und die Landes-Geschäftsführungen von Großbritannien, Schweden, Frankreich und Benelux.

Christopher Delbrück

Christopher Delbrück, Jahrgang 1966, studierte von 1986 bis 1988 Volkswirtschaft an der Universität Heidelberg, Deutschland, sowie von 1988 bis 1993 an der Universität Kiel, Deutschland, und schloss das Studium mit einem Bachelor sowie einem Diplom ab. Anschließend studierte er an der Harvard University in Cambridge Massachusetts, USA, und beendete sein Studium 1995 mit dem Master of Public Administration. Nach dem Studium arbeitete Herr Delbrück von 1995 bis 1999 zunächst als Berater, später als Projektleiter, für die Boston Consulting Group in Hamburg, Deutschland. Nachdem er 2000/2001 als Managing Director für das Decision Warehouse Softwareunternehmen, Hamburg, Deutschland, tätig war, wechselte Herr Delbrück 2002 zum E.ON-Konzern und war dort zunächst von 2002 bis 2005 als Vice President Corporate Development Zentraleuropa und European Gas tätig. Innerhalb des Konzerns war er von 2005 bis 2010 für die E.ON Sverige AB in Malmö, Schweden, tätig, bis 2007 als Managing Director Business Development, von 2007 bis 2010 als Chief Financial Officer und ab 2009 zusätzlich als stellvertretender Chief Executive Officer. Im Anschluss wechselte er als Chief Financial Officer zur E.ON Energy Trading SE nach Düsseldorf, Deutschland und war von 2011 bis 2013 zusätzlich Chief Financial Officer der E.ON Ruhrgas AG, Essen, Deutschland, sowie im Jahr 2013 Chief Financial Officer der E.ON Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland. Von 2013 bis 2016 war er Chief Executive Officer der Uniper Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland (vormals E.ON Global Commodities SE). Seit 30. Dezember 2015 ist er Finanzvorstand der Uniper SE (CFO) und zuständig für die Bereiche Risiko Management, Finanzen, Steuern, Rechnungswesen & Finanz-Controlling sowie Commercial and Operational Controlling, Finanzorganisation Russland sowie für IT & Operations.

Eckhardt Rümmler

Eckhardt Rümmler, Jahrgang 1960, studierte von 1980 bis 1984 an der Fachhochschule Hamburg, Deutschland, Anlagen- und Schiffsbetriebstechnik und schloss sein Studium 1984 als Diplom-Ingenieur ab. In der Folge war er von 1984 bis 1986 für die Reederei Helmut Bastian, Bremen, Deutschland, tätig, bevor er 1986 zur Steag AG, Essen, Deutschland, wechselte, wo er im Bereich der Kraftwerksplanung, Inbetriebnahme und Betrieb arbeitete. Im E.ON-Konzern war er von 1994 bis 2005 bei der damaligen PreussenElektra Aktiengesellschaft, Hannover, Deutschland, (bzw. nach deren Umfirmierung in der E.ON Energie AG, München, Deutschland) sowie bei der damaligen E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover, Deutschland, u. a. als Leiter Prozesstechnik und Fachbereichsleiter Verfahrenstechnik in der Zentrale Hannover, Deutschland, und als Leiter des Kraftwerks Staudinger sowie zwischen 2005 und 2007 als Mitglied der Geschäftsleitung der E.ON Energie AG, München, Deutschland, im Bereich Energiewirtschaftliche Optimierung, zwischen 2007 und 2010 bei der E.ON AG, München, Deutschland, als Bereichsleiter Upstream/Generation und zwischen 2010 und 2013 bei der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, als Bereichsleiter in der Abteilung Strategy & Corporate Development tätig. Von 2013 bis 2015 war Herr Rümmler Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Climate & Renewables GmbH, Essen, Deutschland, von 2014 bis 2015 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Generation GmbH, Düsseldorf, Deutschland, und 2015 Vorsitzender der Geschäftsführung der Global Unit Next Generation. Zudem war er Mitglied des Aufsichtsrats mehrerer Gesellschaften des E.ON-Konzerns. Seit 30. Dezember 2015 ist er Mitglied des Vorstands der Gesellschaft und als Chief Operating Officer (COO) für die Bereiche HSSE, Anlagenmanagement, Anlagen-Betrieb, Kernenergie, Gasspeicher, Engineering, Operational Excellence und Drittkundengeschäft & Infrastruktur der Gesellschaft zuständig.

Keith Martin

Keith Martin, Jahrgang 1968, studierte von 1987 bis 1990 an der University of Liverpool, Großbritannien, Geschichte. Nach seinem Bachelor arbeitete er von 1990 bis 1995 als Analyst für die Shell UK im Bereich Supply & Logistic. Zudem war er von 1991 bis 1996 Manager Shell Retail bei der Shell UK. Von 1996 bis 2000 arbeitete Herr Martin als Bereichsleiter Optimierung & Logistik für die Shell UK, bevor er von 2000 bis 2005 als Manager Europäischer Energiehandel für die Shell Energy Trading tätig war. Von 2005 bis 2013 war Herr Martin in verschiedenen Positionen bei der Gazprom Marketing & Trading, London, Großbritannien, tätig, darunter von 2005 bis 2009 als Kaufmännischer Direktor und von 2011 bis 2013 als Executive Director Global Business Development. Von 2013 bis Februar 2016 arbeitete Herr Martin als Vice President Gas, Power, Carbon and LNG bei der Petrochina, London, Großbritannien. Seit 1. März 2016 ist er als Chief Commercial Officer (CCO) Mitglied des Vorstands der Uniper SE zuständig für den Bereich Kohle, LNG & Fracht, Strom & Gas, E&P (Yushno Russkoje), Vertrieb und Konzerneinkauf, Real Estate Management.

Die Mitglieder des Vorstands sind über die Geschäftsadresse der Gesellschaft erreichbar.

17.2.3 Vergütung der Vorstandsmitglieder

Die derzeitigen Mitglieder des Vorstands der Gesellschaft wurden zum 30. Dezember 2015 bestellt und haben ab dem 1. Januar 2016 aufgrund ihres Dienstvertrags eine Vergütung erhalten, mit Ausnahme von Herrn Martin, der erst zum 1. März 2016 bestellt wurde und erst seit diesem Zeitpunkt eine Vergütung erhalten hat (pro rata für das Geschäftsjahr 2016). Bis zur Bestellung der derzeitigen Vorstandsmitglieder hatte der Aufsichtsrat der zuvor bis 17. Dezember 2015 als E.ON Kraftwerke GmbH und vom 18. Dezember 2015 bis zum 14. April 2016 als Uniper AG firmierenden Gesellschaft Geschäftsführer bzw. Interimsvorstandsmitglieder bestellt, wobei die Geschäftsführer mit Wirksamwerden des Formwechsels am 18. Dezember 2015 und die Interimsvorstandsmitglieder mit Wirkung zum 30. Dezember 2015 aus ihrem Amt ausschieden. Mit den im Geschäftsjahr 2015 bestellten Geschäftsführern bzw. Interimsvorstandsmitgliedern bestanden keine Dienstverträge mit der E.ON Kraftwerke GmbH bzw. der Uniper AG und diese Organmitglieder haben für ihre Organtätigkeiten bei der E.ON Kraftwerke GmbH bzw. der Uniper AG keine Vergütung erhalten.

Der Kombinierte Abschluss enthält demgegenüber Angaben zum Aufwand für die Mitglieder der Geschäftsführung auf Basis eines mitarbeiteranzahlbezogenen Allokationsschlüssels auf Grundlage der Vergütung für die Mitglieder des Vorstands der E.ON SE, da die Uniper Gruppe bis zum 31. Dezember 2015 zentral durch den Vorstand der E.ON SE gesteuert wurde. Dieser Betrag entspricht nicht der tatsächlichen Vergütung der Geschäftsführung der Gesellschaft für das Geschäftsjahr 2015.

Die Uniper AG hat Herrn Schäfer im Anschluss an die Bestellung zum Vorstandsmitglied und Ernennung zum Vorstandsvorsitzenden im Rahmen der Überleitung seiner vertraglichen Ansprüche gegen die E.ON SE noch für das Jahr 2015 eine mehrjährige Tantieme in Höhe von € 636.000 gewährt. Der Aufsichtsrat der E.ON SE hatte vor dem Hintergrund des bevorstehenden Wechsels von Herrn Schäfer im Jahr 2015 davon abgesehen, Herrn Schäfer noch weitere virtuelle E.ON-Aktien im Rahmen des entsprechenden langfristigen Anreizsystems für den E.ON SE Vorstand zu gewähren.

Die Anstellungsverträge der Vorstände der Gesellschaft beinhalten das nachfolgend beschriebene Vergütungssystem.

(i) Vergütungssystem

Das System der Vorstandsvergütung der Gesellschaft soll Anreize für eine nachhaltige und leistungsorientierte Unternehmensführung setzen. Die Vergütung der Mitglieder des Vorstands setzt sich aus den im Folgenden genannten Komponenten zusammen, welche die Aufgaben und Pflichten des jeweiligen Vorstands berücksichtigen.

Das System ist so ausgestaltet, dass es wettbewerbsfähig ist und den regulatorischen Anforderungen entspricht.

(a) Erfolgsunabhängige Komponenten

Die Mitglieder des Vorstands erhalten eine feste Grundvergütung, die monatlich als Gehalt ausgezahlt wird. Diese feste Grundvergütung beträgt für das volle Geschäftsjahr 2016 bei Klaus Schäfer € 1.240.000, bei Christopher Delbrück, Keith Martin und Eckhardt Rümmler je € 700.000.

Darüber hinaus werden Sachbezüge und Nebenleistungen gewährt, wie beispielsweise die Fortzahlung der Bezüge bei vorübergehender Arbeitsunfähigkeit, die Bereitstellung eines Dienstwagens, die Übernahme von Kosten im Zusammenhang mit Vorsorgeuntersuchungen sowie Unfallversicherung und Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung mit Selbstbehalt gemäß den gesetzlichen Vorschriften.

Zum 1. März 2016 ist Herr Martin zum Vorstandsmitglied der Gesellschaft bestellt worden. Die Gesellschaft hat Herrn Martin die Übernahme von ggf. entstehenden Umzugs- und Maklerkosten zugesagt und übernimmt für einen Zeitraum von maximal zwei Jahren die Mietkosten für die Unterhaltung eines Zweitwohnsitzes. Weiterhin hat die Uniper SE Herrn Martin nach Vorlage entsprechender Nachweise den Ausgleich der aufgrund seines Wechsels zur Gesellschaft verfallenen Bonuszusagen und langfristigen Anreize bei seinem vorherigen Arbeitgeber zugesagt. Diese Zusage umfasst einen im Jahr 2016 geleisteten Betrag in Höhe von umgerechnet € 4.044.039 und einen weiteren im Jahr 2017 zu zahlenden Fremdwährungsbetrag in Höhe von \$ 2.220.000.

(b) *Erfolgsabhängige Komponenten*

Als erfolgsabhängige Komponenten werden eine variable Vergütung (Bonus) sowie eine langfristige aktienbasierte Vergütung gewährt:

Variable Vergütung (Bonus)

Die variable Vergütung (Bonus) ist vom geschäftlichen Erfolg des Unternehmens im jeweils abgelaufenen Geschäftsjahr abhängig. Darüber hinaus hat der Aufsichtsrat die Möglichkeit, eine Anpassung zur Berücksichtigung der individuellen Leistung vorzunehmen (Faktor 0,7 – 1,3). Zur Bestimmung des geschäftlichen Erfolgs legt der Aufsichtsrat zu Beginn jedes Geschäftsjahres eindeutig bestimmte Ziele für bestimmte Kennziffern (im Übergangsjahr 2016 ist dies das Adjusted EBITDA, danach wird der Unternehmenserfolg am Adjusted FFO gemessen) fest. Der Zielbetrag des Bonus (100 %) entspricht ca. 63 % der Höhe der Grundvergütung und beträgt für das volle Geschäftsjahr 2016 bei Herrn Schäfer € 775.000, bei Herrn Delbrück, Herrn Martin und Herrn Rümmler je € 435.000. Der Bonus ist auf maximal 200 % des Zielbetrags begrenzt (Auszahlungsdeckelung). Vorbehaltlich etwaiger Steuern, wird der Bonus grundsätzlich im April des Folgejahres in bar ausbezahlt.

Langfristige aktienbasierte Vergütung

Die Vorstandsmitglieder sind berechtigt, an einem Long-Term-Incentive Plan („LTI“) teilzunehmen. Die Auszahlungsbeträge des LTI Programms basieren auf einem LTI-Zielbetrag, der zu Beginn des Leistungszeitraums als künftiger Anspruch gewährt wird. Der Plan wird jährlich aufgelegt mit einem jeweiligen Leistungszeitraum von 4 Jahren. Das der Auszahlung zugrunde liegende Leistungsziel wird über den absoluten Total Shareholder Return („TSR“) am Ende des Leistungszeitraums gegen zuvor kalibrierte Zielwerte gemessen.

Der LTI-Zielbetrag (100 %) entspricht 88 % der Höhe der Grundvergütung und beträgt für das volle Geschäftsjahr 2016 bei Herrn Schäfer € 1.085.000, bei Herrn Delbrück und Herrn Rümmler je € 615.000. Bei Herrn Martin, der sein Amt als Vorstandsmitglied am 1. März 2016 aufnahm, beträgt der Zielbetrag € 512.000. Der LTI ist auf maximal 400 % des Zielbetrags begrenzt (Auszahlungsdeckelung). Die LTI Auszahlung erfolgt erst ab Erreichen eines kalibrierten Schwellenwertes (absoluter TSR). Wird dieser genau erreicht, erhalten die Vorstandsmitglieder eine Auszahlung in Höhe von 50 % des Zielbetrags. Die Berechnung des Auszahlungsbetrags erfolgt über die Multiplikation des LTI-Zielbetrags mit einem Performance Faktor, der bestimmten Eckpunkten zugeordnet wird. Liegt die TSR Performance zwischen den dargestellten Eckpunkten, wird der Performance-Faktor über einen linearen Zusammenhang zwischen den relevanten Eckpunkten berechnet. Wird die Hürde des Schwellenwertes nicht erreicht, erfolgt keine Auszahlung. Die langfristige Vergütung wird grundsätzlich am Ende des Leistungszeitraums in bar gewährt.

(c) *Versorgungszusagen*

Die Gesellschaft hat mit den Vorstandsmitgliedern eine beitragsorientierte Altersversorgung nach dem „Beitragsplan Uniper-Vorstand“ vereinbart.

Die Gesellschaft stellt den Mitgliedern des Vorstands fiktive Beiträge in Höhe von maximal 18 % der beitragsfähigen Bezüge (Grundvergütung und Zieltantieme) bereit. Die Höhe der jährlichen

Beiträge setzt sich aus einem festen Basisprozentsatz (14 %) und einem Matchingbeitrag (4 %) zusammen. Voraussetzung für die Gewährung des Matchingbeitrags ist, dass das Vorstandsmitglied seinerseits einen Mindestbeitrag in gleicher Höhe durch Entgeltumwandlung leistet. Der durch das Unternehmen finanzierte Matchingbeitrag wird ausgesetzt, wenn der durch den Aufsichtsrat festgesetzte Korridor für die Dividendenausschüttung in drei aufeinander folgenden Jahren unterschritten wird. Die Gutschriften werden nach versicherungsmathematischen Grundsätzen in einen Kapitalbaustein (bezogen auf das 62. Lebensjahr) umgerechnet und den Versorgungskonten der Vorstandsmitglieder gutgeschrieben. Der hierzu verwendete Zinssatz wird in jedem Jahr abhängig vom Renditeniveau langfristiger Bundesanleihen ermittelt. Das auf dem Versorgungskonto angesammelte Guthaben kann nach Wahl des Vorstandsmitglieds (frühestens im Alter von 62 Jahren) oder der Hinterbliebenen als lebenslange Rente, in Raten oder als Einmalbetrag ausgezahlt werden. Entsprechend den Vorschriften des Gesetzes zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung sind die von den Vorstandsmitgliedern erworbenen unternehmensfinanzierten Pensionsanswartschaften nach fünf Jahren unverfallbar.

Die beitragsorientierte Versorgungszusage von Herrn Schäfer wurde inhaltlich unverändert mit einem zum 31. Dezember 2015 aus Basis- und Matchingbeitrag erreichten Kontostand von € 3.911.090 von der E.ON SE auf die Uniper AG übertragen. Die Versorgungszusagen von Herrn Delbrück und Herrn Rümmler wurden ebenfalls von den jeweiligen Vorarbeitgebern auf die Uniper AG übertragen und gleichzeitig von einem endgehaltsbezogenen System in das zuvor beschriebene beitragsorientierte System überführt. Hierbei wurden die im Rahmen der Altzusagen bereits erdienten Anwartschaften in Startbausteine umgerechnet. Die Höhe der Startbausteine beträgt für Herrn Delbrück € 3.163.620 und für Herrn Rümmler € 3.450.091, jeweils bezogen auf ein vertragliches Endalter von 62 Jahren. Die Vorarbeitgeber haben einen entsprechenden Ausgleich in Höhe der korrespondierenden Übertragungswerte an die Gesellschaft geleistet.

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen gegenüber Mitgliedern des Vorstands betragen zum 30. Juni 2016 € 11 Mio.

(d) Zusagen im Zusammenhang mit der Beendigung der Tätigkeit

Die Vorstandsdiensverträge sehen eine Abfindungsobergrenze entsprechend der Empfehlung des Deutschen Corporate Governance Kodex („DCGK“) vor.

Im Falle der vorzeitigen Beendigung der Vorstandsbestellung sowie des Dienstvertrags ohne wichtigen Grund ist eine ggf. zu zahlende Abfindung auf zwei Jahresgesamtvergütungen, höchstens jedoch auf die Vergütung der Restlaufzeit begrenzt. Die Berechnung dieser Abfindungsobergrenze erfolgt gemäß den Bestimmungen von Ziffer 4.2.3. des DCGK. Bei Vorliegen eines wichtigen Grundes im Sinne von § 626 BGB ist keine Abfindung zu zahlen. Im Fall eines Change-of-Control gelten die folgenden Sonderregelungen.

Bei vorzeitigem Verlust der Vorstandsposition aufgrund eines Kontrollwechsels (Change-of-Control-Ereignis) haben die Mitglieder des Vorstands Anspruch auf Abfindung. Die Change-of-Control-Regelung nimmt einen Kontrollwechsel in folgenden drei Fallgestaltungen an: (i) Ein Dritter erwirbt mittelbar oder unmittelbar mindestens 30 % der Stimmrechte und erreicht damit die Kontrollschwelle gemäß dem WpÜG; (ii) die Gesellschaft schließt als abhängiges Unternehmen einen Unternehmensvertrag ab; oder (iii) die Gesellschaft wird gemäß §§ 2 ff. UmwG mit einem anderen nicht konzernverbundenen Rechtsträger verschmolzen, es sei denn, der Unternehmenswert des anderen Rechtsträgers zum Zeitpunkt der Beschlussfassung der übertragenden Gesellschaft beträgt weniger als 20 % des Unternehmenswerts der Gesellschaft. Der Abfindungsanspruch entsteht, wenn der Dienstvertrag des Vorstandsmitglieds innerhalb von zwölf Monaten nach dem Kontrollwechsel durch einvernehmliche Beendigung, Zeitablauf oder durch Kündigung des Vorstandsmitglieds endet; im letzteren Fall nur, wenn die Vorstandsposition infolge des Kontrollwechsels wesentlich berührt wird. Die Abfindung der Vorstandsmitglieder besteht aus Grundvergütung und Zieltantieme (100 %) sowie Nebenleistungen für einen Zeitraum von zwei Jahren ab der vorzeitigen Beendigung des Dienstvertrags. Entsprechend dem DCGK können diese Abfindungszahlungen 150 % der zuvor beschriebenen Abfindungsobergrenze nicht übersteigen.

Nach Beendigung der Vorstandsdiensverträge besteht ein nachvertragliches Wettbewerbsverbot nach § 88 AktG. Den Mitgliedern des Vorstands ist es untersagt, für einen Zeitraum von sechs Monaten nach Beendigung des Dienstvertrags mittelbar oder unmittelbar für ein Unternehmen tätig zu werden, das im direkten oder indirekten Wettbewerb zur Gesellschaft oder mit ihr verbundenen

Unternehmen steht. Die Vorstandsmitglieder erhalten während dieser Zeit eine Karenzentschädigung in Höhe von 100 % der vertragsmäßigen Jahres-Zielvergütung (ohne langfristige variable Vergütung), mindestens aber 60 % der zuletzt bezogenen vertragsmäßigen Leistungen.

(e) *D&O Versicherung*

Die Gesellschaft unterhält eine Vermögensschaden-Haftpflichtversicherung für die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats. Entsprechend dem Aktiengesetz und der Empfehlung des DCGK sieht die Versicherungspolice einen Selbstbehalt in Höhe von 10 % des jeweiligen Schadens für die Vorstandsmitglieder vor, der pro Jahr auf 150 % der jährlichen festen Grundvergütung begrenzt ist.

(f) *Zusage einer Sonderinzentivierung im Zusammenhang mit der Abspaltung*

Der Aufsichtsrat der Gesellschaft hat den Vorstandsmitgliedern der Gesellschaft im März 2016 eine Sonderinzentivierung zugesagt, deren Auszahlung und Höhe vom Erfolg der Abspaltung abhängt. Voraussetzung für die Auszahlung dieser Sonderinzentivierung ist, dass die Hauptversammlung der E.ON SE der Abspaltung im Juni 2016 zustimmt und die Abspaltung spätestens Ende März 2017 in das Handelsregister der E.ON SE eingetragen worden ist. Die Höhe der Auszahlung hängt u. a. von der Marktkapitalisierung, dem Bonitäts-Rating und dem Unternehmenswert (Enterprise Value/Adjusted EBITDA) der Gesellschaft im Vergleich zu einer definierten Peer Group ab. Der Aufsichtsrat der Gesellschaft bewertet diese Erfolgskriterien – auch unter Berücksichtigung der allgemeinen Marktbedingungen. Zusätzlich wird der Aufsichtsrat die individuellen Beiträge der Vorstandsmitglieder im Wege einer Ermessensbeurteilung berücksichtigen. Für Herrn Schäfer beträgt der Zielwert € 1.240.000 und für die Herren Delbrück, Martin und Rümmler je € 700.000. Der Auszahlungsbetrag kann, unter Berücksichtigung der obengenannten Erfolgskriterien, zwischen 50 % und 150 % des Zielwerts liegen. Im Fall des vorzeitigen Ausscheidens eines Vorstandsmitglieds vor Ablauf von vier Jahren nach Wirksamwerden der Abspaltung ist eine gestaffelte, zeitanteilige Rückzahlung der Sonderinzentivierung vorgesehen.

(g) *Richtlinien zur Aktienhaltepflicht*

Die Gewährung der Sonderinzentivierung steht unter der Bedingung, dass die Vorstandsmitglieder sich zum Aufbau eines Aktienbestands in Uniper-Aktien im Rahmen von Aktienhalteverpflichtungen bereit erklären. Hiernach sind die Mitglieder des Vorstands verpflichtet, Uniper-Aktien im Wert von 100 % ihrer jährlichen festen Grundvergütung zu erwerben und die erworbenen Aktien während ihrer Amtszeit zu halten. Der Zeitraum für den Aufbau des entsprechenden Aktienbestands beträgt maximal vier Jahre ab dem Zeitpunkt der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE.

(ii) *Behandlung von E.ON Stock Awards mit Wirksamwerden der Abspaltung*

Herrn Schäfer und Herrn Rümmler sind in den Jahren 2015, 2014 und 2013 von Gesellschaften des E.ON-Konzerns Zusagen auf langfristige variable Vergütung in Form von virtuellen Aktien der E.ON SE erteilt worden. Diese Zusagen sind Aktienzusagen nachgebildet, gewähren aber von vornherein keinen Anspruch auf Aktien der E.ON SE, sondern nur einen künftigen Anspruch auf Auszahlung eines Geldbetrags. Bei den virtuellen Aktien handelt es sich um reine Rechenposten, die den Vorstandsmitgliedern der Gesellschaft keine Ansprüche oder Gesellschaftsrechte und insbesondere keine Stimm- oder Dividendenrechte gewähren. Die aus diesen Zusagen resultierenden Verpflichtungen sind schuldbefreiend von Gesellschaften der Uniper Gruppe übernommen worden. Die Übernahme steht unter der aufschiebenden Bedingung der Eintragung der Abspaltung im Handelsregister des Sitzes der Gesellschaft als übernehmendem Rechtsträger. Für die Herren Schäfer, Delbrück und Rümmler bestehen aus Vorjahren noch gleichartige Zusagen bei Gesellschaften der Uniper Gruppe. Für alle drei Vorstandsmitglieder erfolgt nach Wirksamwerden der Abspaltung eine vorzeitige Abrechnung und Auszahlung der aus den virtuellen Aktien resultierenden Geldbeträge.

(iii) *Aktienbesitz der Vorstandsmitglieder*

Abgesehen von mittelbarem Anteilsbesitz in Form von Aktien der E.ON SE halten die Mitglieder des Vorstands zum Datum dieses Wertpapierprospekts weder direkt noch indirekt Aktien oder Optionen auf Aktien der Gesellschaft. Die Mitglieder des Vorstands halten derzeit zusammen ca. 20.000 Aktien an der E.ON SE, auf die bei Wirksamwerden der Abspaltung ca. 2.000 Aktien an der Gesellschaft zugeteilt werden, sofern zu diesem Datum der Aktienbesitz noch besteht.

17.3 AUFSICHTSRAT

17.3.1 Allgemeines

Der Aufsichtsrat besteht gemäß Art. 40 Abs. 3 SE-VO, § 17 SEAG, § 21 Abs. 3 des Gesetzes über die Beteiligung der Arbeitnehmer in einer Europäischen Gesellschaft („SEBG“), Teil 2 Ziffer 2 der Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer in der Gesellschaft nach dem SEBG vom 12. Januar 2016 („Uniper-Beteiligungsvereinbarung“) und § 8 Abs. 1 der Satzung der Gesellschaft aus zwölf Mitgliedern. Sechs Mitglieder werden von der Hauptversammlung gewählt und sechs Mitglieder werden nach dem in der Uniper-Beteiligungsvereinbarung festgelegten Wahlverfahren von den Arbeitnehmern gewählt. Ehemalige Vorstandsmitglieder können während einer zweijährigen Karenzzeit nach ihrem Ausscheiden aus dem Vorstand grundsätzlich nicht Mitglieder des Aufsichtsrats werden. Hierdurch sollen Interessenkonflikte vermieden werden. Eine Ausnahme hiervon besteht jedoch, wenn die Wahl in den Aufsichtsrat auf Vorschlag von Aktionären erfolgt, die mehr als 25 % der Stimmrechte an der Gesellschaft haben.

Soweit bei der Bestellung kein kürzerer Zeitraum bestimmt wird, werden die Aufsichtsratsmitglieder bis zur Beendigung der ordentlichen Hauptversammlung gewählt, die über die Entlastung für das vierte Geschäftsjahr nach Beginn der Amtszeit beschließt. Das Jahr, in dem die Amtszeit beginnt, wird dabei nicht mitgerechnet. Die Hauptversammlung kann eine kürzere Amtsdauer bestimmen. Eine Wiederwahl von Aufsichtsratsmitgliedern ist zulässig. Die Hauptversammlung kann ein von ihr gewähltes Aufsichtsratsmitglied mit einer Mehrheit von mindestens drei Vierteln der abgegebenen Stimmen abwählen. Für die Aufsichtsratsmitglieder der Aktionäre können Ersatzmitglieder gewählt werden, die in einer bei der Wahl festgelegten Reihenfolge an die Stelle vorzeitig ausscheidender Aufsichtsratsmitglieder treten. Tritt ein Ersatzmitglied an die Stelle des ausscheidenden Aufsichtsratsmitglieds der Aktionäre, so erlischt sein Amt mit Beendigung der nächsten Hauptversammlung, in der ein neues Aufsichtsratsmitglied gewählt wird, spätestens jedoch mit Ablauf der Amtszeit des ausgeschiedenen Aufsichtsratsmitglieds.

Der Aufsichtsrat wählt aus seiner Mitte einen Vorsitzenden und einen oder mehrere Stellvertreter für die jeweilige Amtszeit dieser Personen. Scheidet der Vorsitzende vorzeitig aus dem Amt aus, so hat der Aufsichtsrat unverzüglich einen Nachfolger für die restliche Amtszeit des Ausgeschiedenen zu wählen. Scheidet ein Stellvertreter vorzeitig aus dem Amt aus, findet die Neuwahl spätestens in der auf das Ausscheiden nachfolgenden ordentlichen Aufsichtsratssitzung statt. Der Stellvertreter hat die Rechte und Pflichten des Vorsitzenden des Aufsichtsrats, wenn dieser verhindert ist.

Beschlüsse des Aufsichtsrats werden in der Regel in Präsenzsitzungen gefasst. Nach der Satzung können abwesende Aufsichtsratsmitglieder dadurch an der Beschlussfassung teilnehmen, dass sie durch andere Aufsichtsratsmitglieder schriftliche Stimmabgaben oder unterschriebene Stimmabgaben in Form eines Telefaxes oder einer elektronischen Kopie überreichen lassen. Beschlüsse können auch durch Einholung von Stimmabgaben in Textform, fernmündlich, per Videokonferenz oder mit Hilfe anderer elektronischer Medien gefasst werden, wenn kein Mitglied der Beschlussfassung widerspricht. Der Aufsichtsrat ist beschlussfähig, wenn sämtliche Mitglieder geladen sind und mindestens die Hälfte der Mitglieder an der Beschlussfassung teilnimmt. Beschlüsse des Aufsichtsrats werden mit einfacher Stimmenmehrheit gefasst, soweit nicht durch Gesetz oder Satzung eine qualifizierte Mehrheit vorgeschrieben ist. Bei Stimmgleichheit gibt die Stimme des Aufsichtsratsvorsitzenden, im Falle seiner Nichtteilnahme an der Beschlussfassung die seines Stellvertreters, sofern dieser ein Vertreter der Anteilseigner ist, den Ausschlag.

Der Aufsichtsrat hat die Geschäftsführung des Vorstands zu überwachen. Der Aufsichtsrat kann die Bücher und Schriften der Gesellschaft sowie die Vermögensgegenstände einsehen und prüfen. Der Vorstand hat dem Aufsichtsrat laufend in dem gesetzlich festgelegten Umfang zu berichten. Darüber hinaus kann der Aufsichtsrat jederzeit Berichte und sämtliche Informationen verlangen, die für eine ordnungsgemäße Überwachung der Geschäftsführung durch den Vorstand erforderlich sind.

Gemäß § 10 Abs. 3 der Satzung der Gesellschaft dürfen folgende Arten von Geschäften nur mit vorheriger Zustimmung des Aufsichtsrats vorgenommen werden:

- Festlegung der Investitions-, Finanz- und Personalplanung des Konzerns für das folgende Geschäftsjahr (Budget),
- Erwerb und Veräußerung von Unternehmen, Unternehmensbeteiligungen und Unternehmensteilen (ausgenommen Finanzbeteiligungen) sowie Sachanlageinvestitionen, soweit im Einzelfall der Verkehrswert oder in Ermangelung des Verkehrswerts der Buchwert € 300 Mio. übersteigt; dies gilt nicht für Erwerb und Veräußerung innerhalb des Konzerns,

- Finanzierungsmaßnahmen, die nicht durch Beschlüsse des Aufsichtsrats zu Finanzplänen gedeckt sind und deren Wert im Einzelfall € 1 Mrd. übersteigt; dies gilt nicht für Finanzierungsmaßnahmen innerhalb des Konzerns,
- Abschluss, Änderung und Aufhebung von Unternehmensverträgen.

Der Aufsichtsrat kann gemäß der Satzung der Gesellschaft darüber hinaus weitere Arten von Geschäften und Maßnahmen von seiner Zustimmung abhängig machen.

Verweigert der Aufsichtsrat seine Zustimmung, kann der Vorstand verlangen, dass die Hauptversammlung über die Zustimmung entscheidet. Der Beschluss, durch den die Hauptversammlung zustimmt, bedarf einer Mehrheit, die mindestens drei Viertel der abgegebenen Stimmen umfasst. Der Aufsichtsrat kann den Katalog der zustimmungspflichtigen Maßnahmen jederzeit ändern.

17.3.2 Entkonsolidierungsvereinbarung

Die E.ON SE und die Gesellschaft beabsichtigen nach der Börsennotierung der Gesellschaft eine Entkonsolidierungsvereinbarung abzuschließen, um eine Entkonsolidierung der Uniper Gruppe spätestens im ersten Halbjahr 2017 zu erreichen. In der Entkonsolidierungsvereinbarung werden Regelungen zu der Nichtausübung von Stimmrechten durch die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH in Bezug auf die Wahl von Aufsichtsratsmitgliedern in der Hauptversammlung der Gesellschaft getroffen. Die Vereinbarung soll sicherstellen, dass trotz der bei der E.ON SE zunächst verbleibenden mittelbaren Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft von 46,65 %, die voraussichtlich eine Präsenzmehrheit in der Hauptversammlung der Gesellschaft darstellt, die Pflicht zur Vollkonsolidierung der Uniper Gruppe im Konzernabschluss der E.ON SE beendet wird (siehe „12. Bestimmte Beziehungen sowie Geschäftsvorfälle mit nahestehenden Unternehmen und Personen – 12.1 Beziehung zum E.ON-Konzern – 12.1.10 Personelle Verbindung zum E.ON-Konzern und Stimmrechtsvereinbarung“).

17.3.3 Mitglieder des Aufsichtsrats

Die Mitglieder des Aufsichtsrats der Gesellschaft sind unter Angabe ihrer Mandate als Mitglied eines Verwaltungs-, Geschäftsführungs- oder Aufsichtsorgans oder Partner in Unternehmen außerhalb der Gesellschaft und ihrer Tochtergesellschaften während der letzten fünf Jahre in der folgenden Übersicht aufgeführt. Sofern nicht anders angegeben, bestehen die Mandate außerhalb der Uniper Gruppe fort:

<u>Name</u>	<u>Beginn der Amtszeit</u>	<u>Ende der Amtszeit (Tag der ordentlichen Hauptversammlung)</u>	<u>Sonstige Mandate außerhalb der Uniper Gruppe</u>
Dr. Bernhard Reutersberg (Vorsitzender)	18. Dezember 2015 ⁽¹⁾	2017	Mitglied des Vorstands der E.ON SE (2010 bis 2016, im letzten Jahr als Chief Markets Officer); Vorsitzender des Aufsichtsrats der E.ON Czech Holding AG (2014 bis 2015), der E.ON Hungaria Zrt (2011 bis 2015), der E.ON Energie AG (2010 bis 2013); Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON Sverige AB (seit 2010, davon von 2010 bis 2015 Vorsitzender); Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON España S.L. (2010 bis 2015), der E.ON Italia S.p.A. (2010 bis 2015); Mitglied des Gesellschafterausschusses der Nord Stream AG (2008 bis 2015)
Dr. Johannes Teyssen	18. Dezember 2015 ⁽¹⁾	2017	Vorstandsvorsitzender der E.ON SE (seit 2010); Mitglied des Aufsichtsrats der Salzgitter AG (2010 bis 2015), der E.ON Energie AG (bis 2011) und der Deutsche Bank AG (seit 2008)

Michael Sen	18. Dezember 2015 ⁽¹⁾	2017	Mitglied des Vorstands E.ON SE (seit 2015); Chief Financial Officer Healthcare / Mitglied der Geschäftsführung Siemens AG (bis 2015); Mitglied der Geschäftsführung der Siemens Healthcare GmbH (2015); Mitglied des Investmentkomitees der Siemens Venture Capital GmbH (2009 bis 2013); Mitglied des Beirats der Siemens Venture Capital Healthcare GmbH (2010 bis 2011); Mitglied der Geschäftsführung der Siemens Ltd. China (2009 bis 2014), der Siemens Healthcare K.K. (2013 bis 2015), der Siemens Japan Holding K.K. (2013 bis 2015), der Siemens Ltd. Seoul (2013 bis 2014), der Siemens Healthcare Diagnostics Inc. (bis 2013), der Siemens Medical Solutions USA, Inc. (bis 2013); Vorsitzender des Prüfungsausschusses der Siemens Medical Solution USA, Inc. (bis 2013)
Karl-Heinz Feldmann	14. April 2016	2017	Mitglied der Geschäftsführung der E.ON Beteiligungen GmbH, E.ON 10. Verwaltungs GmbH, E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH, E.ON Iberia Holding GmbH, E.ON Sechzehnte Verwaltungs GmbH, E.ON Zweiundzwanzigste Verwaltungs GmbH, E.ON RAG Beteiligungs GmbH, Gelsenberg Verwaltungs GmbH; Mitglied des Aufsichtsrats der Hamburger Hof Versicherungs AG (bis 2016) PreussenElektra GmbH, E.ON Energie AG, E.ON Italia S.p.A.; Vorstand (Vorsitzender) des Vereins Energie Verwaltungs- und Sicherungstreuhand e.V.
Dr. Verena Volpert	14. April 2016	2017	Geschäftsführerin der E.ON Finanzanlagen GmbH, der E.ON Insurance Services GmbH und der E.ON Ruhrgas GPA GmbH; Vorstand des Vereins Energie Verwaltungs- und Sicherungstreuhand e.V.; Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON International Finance B.V. und der Saarschmiede GmbH Freiformschmiede
Dr. Marc Spieker	14. April 2016	2017	CFO der E.ON Climate & Renewables GmbH; CFO der E.ON España S.L. (2011 bis 2012)
Ingrid Åsander	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Finanzkontrolleurin, Sydkraft Hydropower AB (Uniper Gruppe)
Oliver Biniek	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Arbeitnehmer, Uniper Anlagenservice GmbH (Uniper Gruppe), Betriebsrat
Barbara Jagodzinski	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Arbeitnehmerin, Uniper Global Commodities SE (Uniper Gruppe), Betriebsratsvorsitzende
Andre Muilwijk	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Arbeitnehmer (Uniper Gruppe), Betriebsrat
Andreas Scheidt	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Arbeitnehmer, Mitglied des Aufsichtsrats der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH, der WSW Energie und Wasser AG, der WSW mobil GmbH (jeweils bis 2015) und der E.ON SE, Betriebsrat
Harald Seegatz	14. April 2016	2022 ⁽²⁾	Arbeitnehmer, Uniper Kraftwerke GmbH (Uniper Gruppe), Vorsitzender bei ver.di Bundesfachausschuss (seit 2016), Betriebsrat

-
- (1) Beginn der Amtszeit als Mitglied des Aufsichtsrats der Uniper AG. Die Amtszeit als Mitglied des Aufsichtsrats der Uniper SE begann mit Wirksamwerden der SE-Umwandlung am 14. April 2016.
- (2) Die Arbeitnehmervertreter des Aufsichtsrats wurden bereits für eine zweite Amtszeit bestellt.

Es ist beabsichtigt, dass Dr. Johannes Teyssen, Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker spätestens im ersten Halbjahr 2017 ihre Ämter niederlegen. Die folgenden vier neuen Personen sollen dann ggf. übergangsweise gerichtlich – soweit unter Berücksichtigung von Einschränkungen aus vorangehenden Tätigkeiten möglich – zu Aufsichtsratsmitgliedern bestellt bzw. der Hauptversammlung der Gesellschaft als Aufsichtsratsmitglieder der Anteilseignerseite zur Wahl vorgeschlagen werden:

- Jean-François Cirelli,
- David Charles Davies,
- Dr. Marion Helmes, und
- Rebecca Ranich.

Dr. Bernhard Reutersberg und Michael Sen sollen auch über das erste Halbjahr 2017 hinaus im Amt bleiben; Dr. Bernhard Reutersberg soll unverändert Aufsichtsratsvorsitzender bleiben.

Dr. Bernhard Reutersberg

Dr. Bernhard Reutersberg, Jahrgang 1954, machte zunächst von 1975 bis 1977 eine Ausbildung zum Bankkaufmann bei der Deutschen Bank AG in Düsseldorf, Deutschland, bevor er von 1977 bis 1981 an der Westfälischen Wilhelms-Universität in Münster, Deutschland, Betriebswirtschaftslehre studierte. Nach seinem Abschluss als Diplomkaufmann 1981 promovierte er am Institut für Verkehrswissenschaften in Münster, Deutschland, und schloss seine Promotion 1985 als Dr. rer. pol. ab. Seit 1984 arbeitete Herr Dr. Reutersberg für die Henkel KGaA in Düsseldorf, Deutschland, für die er zwischen 1984 und 1986 zunächst als Marketingassistent und von 1986 bis 1988 als internationaler Produktmanager tätig war. Von 1988 bis 1990 war er in Wien, Österreich, bei der Henkel Austria als Leiter von Marketing und Vertrieb tätig. Herr Dr. Reutersberg arbeitete von 1990 bis 1991 als Marketing Direktor der zur Henkel Gruppe gehörenden Loctite Corp., Automotive and Consumer Group, in Cleveland/Ohio, USA, und war von 1991 bis 1992 für die Henkel KGaA in Düsseldorf, Deutschland, als Leiter des Produktmanagements tätig. Zwischen 1992 und 1999 war Herr Dr. Reutersberg für die Joh. Vaillant GmbH und Co. KG, Remscheid, Deutschland, in verschiedenen Positionen, zuletzt von 1998 bis 1999 als Stellvertretender Geschäftsführer Marketing und Vertrieb tätig. 1999 wechselte er zur Bayernwerk Vertriebsgesellschaft mbH, München, Deutschland, und war dort bis 2000 als Geschäftsführer tätig. Innerhalb des E.ON-Konzerns war Herr Dr. Reutersberg zunächst von 2000 bis 2002 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Vertrieb GmbH, München, Deutschland, zudem von 2001 bis 2002 Mitglied der Geschäftsführung der E.ON Trading GmbH, München, Deutschland, sowie von 2001 bis 2006 Mitglied des Vorstands der E.ON Energie AG, München, Deutschland. Von 2006 bis 2010 war Herr Dr. Reutersberg für die E.ON Ruhrgas AG, Essen, Deutschland, tätig, zunächst von 2006 bis 2008 als Mitglied des Vorstands, später von 2008 bis 2010 als Vorsitzender des Vorstands. Von 2010 bis 30. Juni 2016 war er Mitglied des Vorstands der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, verantwortlich für das Regionalgeschäft und im letzten Jahr als Chief Markets Officer. Zudem war er Mitglied des Aufsichtsrats mehrerer Gesellschaften des E.ON-Konzerns. Seit dem 3. Mai 2016 ist Herr Dr. Reutersberg Vorsitzender des Aufsichtsrats der Uniper SE.

Dr. Johannes Teyssen

Dr. Johannes Teyssen, Jahrgang 1959, studierte von 1979 bis 1984 Volkswirtschaftslehre und Rechtswissenschaften an den Universitäten Freiburg und Göttingen, Deutschland. Nach einem Forschungsjahraufenthalt in Boston, Massachusetts, USA, arbeitete Herr Dr. Teyssen 1984 als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Göttingen bis 1986. Anschließend begann er sein rechtswissenschaftliches Referendariat am OLG Celle, Deutschland, das von 1986 bis 1989 dauerte. 1991 wurde er an der Universität Göttingen zum Dr. jur. promoviert. Nach seinem Referendariat arbeitete Herr Dr. Teyssen von 1989 bis 1998 bei der PreussenElektra Aktiengesellschaft in Hannover, Deutschland, wobei er 1991 bis 1994 als Leiter der Abteilung Energiewirtschaftsrecht/ Gesellschaftsrecht fungierte und von 1994 bis 1998 als Leiter der Hauptabteilung Recht/ Verteilergesellschaften tätig war. Nach seiner Zeit bei der PreussenElektra Aktiengesellschaft,

Hannover, Deutschland, wechselte er zur HASTRA (Hannover-Braunschweigische Stromversorgung) AG in Hannover, Deutschland, bei der er von 1998 bis 1999 als Mitglied des Vorstands tätig war. 1999 fusionierte die HASTRA mit vier weiteren Energieversorgungsunternehmen zur AVACON AG mit Sitz in Helmstedt, Deutschland, bei der er von 1999 bis 2001 als Vorstandsvorsitzender bestellt war. 2001 wurde er Mitglied des Vorstands der E.ON Energie AG, München, Deutschland, und war dort bis 2003 für den Bereich Finanzen zuständig. Von 2003 bis 2007 fungierte Herr Dr. Teysen als Vorstandsvorsitzender. 2004 bis 2008 war er Mitglied des Vorstands der 2012 umfirmierten E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, und 2008 bis 2010 war er stellvertretender Vorstandsvorsitzender und Chief Operating Officer sowie Mitglied des Aufsichtsrats verschiedener Gesellschaften des E.ON-Konzerns. Des Weiteren war er 2010 bis 2015 Aufsichtsratsmitglied der Salzgitter AG, Braunschweig, Deutschland. Seit 2010 ist Herr Dr. Teysen Vorstandsvorsitzender der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, und seit 2008 Aufsichtsratsmitglied der Deutsche Bank AG, Frankfurt am Main, Deutschland.

Michael Sen

Michael Sen, Jahrgang 1968, absolvierte von 1988 bis 1990 eine Ausbildung zum Industriekaufmann bei der Siemens AG (Siemens Stammhauslehre), Berlin, Deutschland, im Bereich Starkstromkabel Berlin. Ab 1991 bis 1996 studierte Herr Sen an der Technischen Universität Berlin, Deutschland, Betriebswirtschaftslehre und arbeitete gleichzeitig im Rahmen eines Teilzeitvertrages weiter bei Siemens, Berlin, Deutschland, in der Abteilung Wirtschaftsplanung Gasturbinenwerk, wobei er Praxiseinsätze bei Siemens in den USA erhielt. Nach seinem Studium arbeitete Herr Sen von 1996 bis 2001 bei Siemens in München, Deutschland, in der Zentralabteilung Unternehmensplanung und -entwicklung, in der Zentralabteilung Finanzen und leitete zahlreiche operative und strategische Projekte und hatte zahlreiche Führungsaufgaben inne. Danach arbeitete Herr Sen 2001 bis 2002 weiter in der Siemens AG im Geschäftsbereich Siemens Mobile und wurde zum Leiter der Bereichsprogramme zur Effizienz- und Wachstumssteigerung ernannt. 2003 wechselte er in den Geschäftsbereich Information & Communication und war zuständig für die kaufmännische Leitung des Solutions-Geschäfts bei Siemens. 2004 und 2005 hatte er die kaufmännische Leitung im Bereich Applications & Solutions der Division Communication Mobile Networks inne. Von 2005 bis 2007 leitete Herr Sen bei Siemens in München, Deutschland, im Corporate Development die Abteilung Strategy Transformation, 2007 wurde er zum Leiter der Investor Relations bis 2008. In den Jahren 2008 bis 2015 arbeitete Herr Sen bei Siemens in Erlangen, Deutschland, als CFO Healthcare und war Mitglied der Geschäftsführung. Seit 2015 ist er Mitglied des Vorstands der E.ON SE in Düsseldorf, Deutschland.

Karl-Heinz Feldmann

Karl-Heinz Feldmann, Jahrgang 1959, nahm nach seinem Studium der Rechtswissenschaften und dem zweiten Staatsexamen 1988 eine Tätigkeit als Syndikus der Hüls AG, Marl, Deutschland, auf. 1994 wechselte er zur US-amerikanischen Holding der Hüls AG, Deutschland, und übernahm 1996 die Position des Chefjustitiars des Konzerns. Von 1999 bis 2001 war er zunächst Chefjustitiar der Stinnes AG, Deutschland, und dort dann auch für Unternehmensentwicklung verantwortlich. Seit 2003 ist er bei E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, als Chefjustitiar für den Bereich Legal & Compliance verantwortlich. Er ist Mitglied der Geschäftsführung und des Aufsichtsrats verschiedener Unternehmen des E.ON-Konzerns.

Dr. Verena Volpert

Dr. Verena Volpert, Jahrgang 1960, studierte an der Universität-Gesamthochschule Siegen, Deutschland, Betriebswirtschaftslehre und schloss das Studium 1984 als Diplom-Kauffrau ab. Anschließend arbeitete sie dort als wissenschaftliche Mitarbeiterin und wurde 1988 zum Dr. rer. pol. promoviert. Im gleichen Jahr trat sie in die Bertelsmann AG, Gütersloh, Deutschland, als Assistentin des Finanzvorstands ein. Nach verschiedenen Positionen im Ressort des Finanzvorstands übernahm sie 1998 die Bereichsleitung Finanzen. 2006 wechselte Frau Dr. Volpert zur E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, als Bereichsleiterin Group Finance. Im Rahmen dieser Tätigkeit übernahm sie auch verschiedene Geschäftsführerfunktionen sowie Mandate in Aufsichtsgremien von E.ON-Konzerngesellschaften. Zusätzlich übernahm sie externe Mandate.

Dr. Marc Spieker

Dr. Marc Spieker, Jahrgang 1975, studierte an der Wissenschaftlichen Hochschule für Unternehmensführung (WHU) in Vallendar, Deutschland, sowie der Universität Madrid, Spanien, und der University of Texas, Austin, USA. Er wurde an der WHU zum Dr. rer. pol. promoviert. 2002 begann er seine Tätigkeit im E.ON-Konzern. Nach Stationen in der Konzernzentrale und der E.ON Sverige AB, Malmö, Schweden, übernahm er ab 2006 als Vice President leitende Aufgaben bei der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, in den Bereichen Unternehmensplanung & Controlling sowie der energiewirtschaftlichen Optimierung. Von 2011 bis 2012 war er Chief Financial Officer der E.ON España S.L., Madrid, Spanien. Von 2012 bis Anfang 2015 leitete er den Konzernbereich Investor Relations bei der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland. 2015 übernahm er die Leitung des konzernweiten Projekts „One2two“ (Spaltung) mit dem Ziel der Neuausrichtung des E.ON-Konzerns und der damit verbundenen Abspaltung und Börsennotierung der Gesellschaft. Seit dem 1. September 2016 ist er Chief Financial Officer der E.ON Climate & Renewables GmbH, Essen, Deutschland.

Ingrid Åsander

Ingrid Åsander, Jahrgang 1956, studierte von 1977 bis 1980 am College in Östersund in Schweden und schloss mit einem Bachelor of Science in Sozialer Arbeit mit dem Schwerpunkt Finanzen ab. 1974 bis 1977 arbeitete Frau Åsander als Bürokauffrau bei Jämtland-Härjedalens Idrottförbund in Östersund, Schweden. Nach Beendigung ihres Studiums 1980 arbeitete sie von 1980 bis 1984 als Buchhalterin bei ICA Hakon AB in Sundsvall, Schweden, und anschließend von 1984 bis 1989 als Steuerprüferin bei der Steuerbehörde in Sundsvall, Schweden. Bei der Steuerbehörde war Frau Åsander zuständig für die Rechnungsprüfung von kleinen und großen Unternehmen. Von 1989 bis 1993 arbeitete sie als Finanzkontrolleurin bei der BÅKAB Energi AB (Bålforsens Kraft Aktiebolag), Schweden, die 1993 von der Sydkraft Hyropower AB erworben wurde. Seit 1993 ist Frau Åsander bei der Sydkraft Hydropower AB tätig.

Oliver Biniek

Oliver Biniek, Jahrgang 1967, hat von 1988 bis 1992 eine Ausbildung zum Industriemechaniker Betriebstechnik und Techniker für Energietechnik gemacht. Seit 1988 ist er im E.ON-Konzern tätig. Von 1989 bis 2003 war er Jugendvertreter und freigestellter Betriebsrat in der E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover, Deutschland, und seit 2002 Vorsitzender des Betriebsrats in der Uniper Anlagenservice GmbH, Gelsenkirchen, Deutschland.

Barbara Jagodzinski

Barbara Jagodzinski, Jahrgang 1959, machte von 1976 bis 1978 eine Ausbildung als Sekretärin und ist seit 1976 in verschiedenen Gesellschaften des E.ON-Konzerns tätig. 1995 machte sie eine Fortbildung zur Chefassistentin. Von 2008 bis 2013 war sie Einkäuferin für Trainings, Konferenzen, Events und Travel Management bei E.ON Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland, und seit 2013 ist sie freigestellt als Betriebsratsvorsitzende der Uniper Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland.

Andre Muilwijk

André Muilwijk, Jahrgang 1961, besuchte von 1978 bis 1983 das Van't Hoff Instituut Rotterdam, Niederlande, und hat dort ein HBO Diplom erworben. Von 1984 bis 1988 war Herr Muilwijk als chemischer Analyst für die EZH (*Electriciteitsbedrijf Zuid-Holland*) in Dordrecht, Niederlande, tätig. Anschließend war er von 1988 bis 2000 erneut als chemischer Analyst für EZH/E.ON Benelux N.V. in Maasvlakte, Niederlande, tätig. Während dieser Zeit studierte er von 1995 bis 1997 Chemietechnologie am Royal Polytechnic Office der Niederlande in Arnheim (PBNA), Niederlande. 2000 wurde Herr Muilwijk Bereichsmanager für die E.ON Benelux N.V., Maasvlakte, Niederlande, von Rotterdam/Den Haag/Leiden und war bis 2006 in dieser Position tätig. Von 2006 bis 2009 war er als Teamleiter des Zivilteams (*civiel team*) für E.ON Benelux N.V., Maasvlakte, Niederlande, tätig. 2009 wurde er Qualitätsmanager der HSEQ Generation und war bis 2016 in der Position tätig. Herr Muilwijk war von 1999 bis 2002 im Betriebsrat der EZH und der E.ON Benelux N.V., Maasvlakte, Niederlande. Während dieser Zeit war er auch als Vorsitzender des Finanzausschusses tätig. Von 2009 bis 2011 war er erneut Mitglied des Betriebsrats von E.ON Benelux N.V., Maasvlakte, Niederlande, der Vorsitzende

des Finanzausschusses sowie Mitglied des Strategieausschusses. Anschließend war Herr Mulwijk von 2011 bis 2014 Sekretär des Betriebsrats und Vorsitzender des Finanzausschusses und des Strategieausschusses. Seit 2014 ist Herr Mulwijk Vorsitzender des Betriebsrats und Mitglied des Exekutivausschusses des Konzern-Betriebsrats der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland, und seit 2016 als stellvertretender Vorsitzender des Exekutivausschusses des Konzern-Betriebsrats der Uniper SE tätig.

Andreas Scheidt

Andreas Scheidt, Jahrgang 1964, machte bis 1985 eine Berufsausbildung als Energie-Anlagenelektroniker und Elektroanlageinstallateur. Von 1985 bis 1986 leistete er seinen Wehrdienst ab und war von 1986 bis 1989 als Elektroniker bei der Quante GmbH in Wuppertal, Deutschland, tätig. Seit 1989 ist er bei der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH, Deutschland, tätig. Seit 1998 ist Herr Scheidt Mitglied des Betriebsrats bei der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH, Deutschland, und war von 2001 bis 2012 freigestellter Betriebsrat. Von 2003 bis 2014 war Herr Scheidt Mitglied des Aufsichtsrats bei der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH, der WSW Energie & Wasser AG und der WSW mobil GmbH in Wuppertal, Deutschland. Von 2012 bis 2014 war Herr Scheidt Referent für Mitbestimmungsangelegenheiten bei der WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH, Wuppertal, Deutschland, seit Juli 2014 Mitglied im ver.di Bundesvorstand im Bereich Ver- und Entsorgung und seit 2015 ist er Mitglied des Aufsichtsrats der E.ON SE, Düsseldorf, Deutschland.

Harald Seegatz

Harald Seegatz, Jahrgang 1969, machte von 1985 bis 1989 eine Ausbildung zum Energieanlagenelektroniker im Kraftwerk Wilhelmshaven. Anschließend war er dort von 1989 bis 1994 als Energieanlagenelektroniker tätig, wobei er von 1986 bis 1994 Jugendvertreter im Kraftwerk Wilhelmshaven war. Zwischenzeitlich machte Herr Seegatz von 1991 bis 1993 berufsbegleitend eine Ausbildung zum Industriemeister für Elektrotechnik. Von 1994 bis 2004 arbeitete er als Kraftwerksmeister für Elektrotechnik im Schichtdienst im Kraftwerk Wilhelmshaven und ist seit 1996 Mitglied des Betriebsrats des Kraftwerks Wilhelmshaven. Seit 2004 ist Herr Seegatz freigestelltes Betriebsratsmitglied des Kraftwerks Wilhelmshaven und seit 2006 Betriebsratsvorsitzender. Weiterhin ist Herr Seegatz seit 2004 ehrenamtlicher Richter am Arbeitsgericht in Wilhelmshaven. 2007 bis 2010 erlangte Herr Seegatz eine Akademiequalifizierung in Management, Kommunikation und Veränderung in der Unternehmensmitbestimmung an dem Institut für Personalführung, Arbeitsrecht und Arbeitswirtschaft (IPPA) in Dortmund in Zusammenarbeit mit der Hochschule Hamm-Lippstadt, Deutschland. Seit 2015 ist Herr Seegatz Vorsitzender des Konzernbetriebsrates der Uniper SE und Mitglied im Aufsichtsrat der Uniper Kraftwerke GmbH, Düsseldorf, Deutschland. Weiterhin ist Herr Seegatz seit 2016 Vorsitzender des ver.di Bundesfachausschusses E.ON/Uniper.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats können über die Geschäftsanschrift der Gesellschaft erreicht werden.

17.3.4 Zukünftige Mitglieder

Jean- François Cirelli

Jean-François Cirelli, Jahrgang 1958, studierte von 1977 bis 1980 am Pariser Institute of Political Studies (Sciences Po) Paris, Frankreich, und an der Ecole Nationale d'Administration (ENA) in Straßburg, Frankreich, und erlangte 1981 einen rechtswissenschaftlichen Abschluss. Nach Beendigung seines Studiums arbeitete Herr Cirelli von 1985 bis 1995 im französischen Ministerium für Wirtschaft und Finanzen, Paris, Frankreich, bei dem er verschiedene Positionen innehatte, einschließlich der eines stellvertretenden Direktors für Frankreich beim IWF in Washington, USA. Anschließend war er von 1995 bis 2002 als Wirtschaftsberater für den Präsidenten der Französischen Republik, Jaques Chirac, tätig. Daraufhin war Herr Cirelli von 2002 bis 2004 stellvertretender Stabschef des französischen Premierministers Jean-Pierre Raffarin. Danach war er von 2004 bis 2008 Vorstandsvorsitzender und CEO bei Gas de France, Frankreich, bis zur Fusion mit Suez, Frankreich, im Jahr 2008. 2008 wurde er Präsident von GDF SUEZ, Frankreich, bei der er bis 2014 eine direkte operationale Verantwortlichkeit für alle Energieaktivitäten in Europa hatte. Weiterhin war Herr Cirelli von 2008 bis 2014 Vizepräsident des Vorstands von Electrabel, Belgien. Von 2010 bis 2014 war er als Präsident von Eurogas, Brüssel, Belgien, tätig und von 2009 bis 2016 Mitglied des Aufsichtsrats von Vallourec, Frankreich. Ferner war er von 2012 bis 2016 Mitglied des Vorstands beim Pariser Institut für

Politische Studien (Sciences Po), Frankreich. Seit 2015 ist Herr Cirelli Senior Berater bei Advent International, USA, und bei McKinsey & Company, USA, und ist seit 2016 Vorstandsvorsitzender der BlackRock Frankreich, Belgien und Luxemburg.

David Charles Davies

David Charles Davies, Jahrgang 1955, studierte von 1975 bis 1978 Wirtschaftswissenschaften an der Universität von Liverpool, Großbritannien, und schloss das Studium mit einem Bachelor of Arts mit Auszeichnung ab. Von 1978 bis 1981 arbeitete er als Trainee bei Touche Ross & Co Wirtschaftsprüfung, Großbritannien. Im Jahr 1981 wurde er Mitglied des Institute of Chartered Accountants in England and Wales. Anschließend war er von 1982 bis 1983 als Wirtschaftsprüfer bei PriceWaterhouse in Italien tätig. Danach arbeitete er von 1983 bis 1988 bei der BOC Group Plc, Großbritannien, von 1983 bis 1984 als Internal Audit Manager, von 1984 bis 1986 als Finanzmanager einer Division und von 1986 bis 1988 schließlich als Finanzleiter einer Division. Im Jahr 1988 erhielt Herr Davies seinen Master in Business Administration von der Cass Business School, der City University in London, Großbritannien. Von 1988 bis 1994 hatte Herr Davies verschiedene Positionen in der Grand Metropolitan Group PLC, Großbritannien, inne: Von 1988 bis 1989 zunächst kaufmännischer Leiter von neuen Einzelhandelsaktivitäten in Großbritannien, von 1989 bis 1991 dann Finanzleiter der Abteilung für europäische Restaurants in Deutschland, von 1991 bis 1994 Vizepräsident und Corporate Controller der Burger King Corporation in den USA und zuletzt 1994 Divisions-Finanzleiter in Großbritannien. Danach wechselte Herr Davies als Vizepräsident für Finanz- und Marktentwicklung zur The Walt Disney Company, Großbritannien und war dort bis 1997 tätig. Von 1997 bis 1999 war Herr Davies als Finanzdirektor bei der London International Group PLC (LIG) in Großbritannien tätig. Danach war er von 2000 bis 2002 Finanzdirektor der The Morgan Crucible Company PLC, Großbritannien. Von 2002 bis 2016 war er als CFO und stellvertretender Vorsitzender der OMV AG, Österreich, sowie Geschäftsführer bzw. Aufsichtsratsmitglied verschiedener OMV Konzerngesellschaften und Beteiligungen (u. a. von der Borealis AG, Österreich, der Petrom SNP, Rumänien, und der Petrol Ofisi, Türkei) tätig. Von 2009 bis 2010 war er als Direktor und Vorsitzender des Prüfungsausschusses der Nova Chemicals Inc., USA, tätig und 2015 war er stellvertretender Vorsitzender des Verwaltungsrates und Vorsitzender des Prüfungsausschusses der Xella International SA, Luxemburg. Von 2009 bis 2016 war Herr Davies zudem stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der Central European Gas Hub GmbH, Österreich. Seit 2009 ist er Mitglied des Aufsichtsrats bei der Wiener Wertpapierbörse. Im August 2016 wurde Herr Davies als unabhängiger Direktor und Mitglied des Prüfungsausschusses der Ophir Energy Plc in Großbritannien bestellt.

Dr. Marion Helmes

Dr. Marion Helmes, Jahrgang 1965, studierte von 1985 bis 1991 an der Freien Universität Berlin. Nach dem Erhalt ihres Abschlusses als Diplom-Kauffrau arbeitete sie von 1991 bis 1994 bei der Treuhandanstalt in Berlin, Deutschland. Anschließend wurde Frau Dr. Helmes 1995 an der Hochschule St. Gallen HSG, Schweiz, zum Dr. oec. promoviert. Frau Dr. Helmes arbeitete 1996 als Projektmanagerin im Corporate Finance für die SCG St. Gallen Consulting Group in Warschau, Polen. Von 1997 bis 2010 arbeitete sie im Krupp-Konzern (später ThyssenKrupp), Deutschland. Sie begann dort als Hauptreferentin im Controlling/Unternehmensentwicklung/M&A (von 1997 bis 1999) in Deutschland. Von 2000 bis 2002 war sie als Leiterin der Unternehmensentwicklung bei der Budd Company, USA, im ThyssenKrupp Konzern tätig. Sie kehrte 2003 nach Deutschland zurück und arbeitete bis 2005 als Direktorin Mergers & Acquisitions. Im gleichen Jahr wurde Frau Dr. Helmes zum CFO von ThyssenKrupp Stainless AG, Deutschland, ernannt und von 2006 bis 2010 war sie als CFO der ThyssenKrupp Elevator AG, Deutschland, tätig. Nach ihrer Zeit im ThyssenKrupp-Konzern arbeitete Frau Dr. Helmes von 2010 bis 2011 als CFO bei Q-Cells SE, Deutschland, und von 2012 bis 2014 als CFO und von 2013 bis 2014 zusätzlich als Sprecherin des Vorstands bei der Celesio AG, Deutschland. Von 2009 bis 2014 war sie Mitglied des Aufsichtsrats der Furgo N.V., Niederlande. Seit 2013 ist sie Mitglied des Aufsichtsrats (Prüfungsausschuss) von NXP, Niederlande, und seit 2014 ist Frau Dr. Helmes Mitglied des Aufsichtsrats (auch des Prüfungsausschusses) der ProSiebenSat.1 Media SE, Deutschland. Seit 2016 ist sie Mitglied des Aufsichtsrats (und Vorsitzende des Prüfungsausschusses) der Bilfinger SE, Deutschland, sowie Mitglied des Aufsichtsrats (auch des Prüfungsausschusses) der British American Tobacco Plc., London.

Rebecca Ranich, Jahrgang 1957, studierte von 1975 bis 1979 an der Northwestern Universität, USA. Nach Abschluss ihres Bachelors of Arts im Jahr 1979 arbeitete sie von 1979 bis 1983 als Wirtschaftsanalystin bei der US Regierung in Washington D.C., USA. 1988 erhielt sie ihren Master of Business Administration von der University of Detroit Mercy, USA. Von 1990 bis 1992 arbeitete sie als Leiterin der internationalen Entwicklung bei der Pittsburgh Chamber of Commerce, USA. Anschließend war sie von 1992 bis 1999 Vizepräsidentin bei der Michael Baker Corporation, USA und Großbritannien. Von 1999 bis 2002 war sie Mitglied des Vorstands bei PSG International, Großbritannien. In den Jahren 2005 bis 2013 war Frau Ranich Direktorin bei Deloitte Consulting, USA. Seit 2013 ist sie nicht-exekutive Direktorin verschiedener Gesellschaften: Vorsitzende des Governance- und Nominierungsausschusses der Questar Corporation, USA, seit 2016 Mitglied des Governance- und Nominierungsausschusses der National Fuel Gas, USA, seit 2008 stellvertretende Vorsitzende und Vorsitzende des Investment Komitees des Gas Technology Institute, USA, und Beiratsmitglied für die Yet Analytics, USA. Zusätzlich hat das US Energieministerium sie zum National Petroleum Council, einem Beirat der US-Energieindustrie, bestellt.

17.3.5 Ausschüsse des Aufsichtsrats

Der Aufsichtsrat kann aus seiner Mitte Ausschüsse bilden, denen, soweit gesetzlich zulässig, Entscheidungsbefugnisse des Aufsichtsrats übertragen werden können. Aufgaben, Befugnisse und Verfahren der Ausschüsse werden vom Aufsichtsrat festgelegt. Der Aufsichtsrat hat die folgenden Ausschüsse mit den nachfolgend beschriebenen Aufgaben gebildet:

(i) Präsidialausschuss

Der Präsidialausschuss koordiniert die Arbeit des Aufsichtsrats und bereitet die Aufsichtsratssitzungen vor. Dabei berücksichtigt er die Führungskräfteplanung des Unternehmens. Ihm obliegt auch die Vorbereitung der Bestellung von Vorstandsmitgliedern sowie der Verhandlung der Bedingungen des Anstellungsvertrags einschließlich der Vergütung. Der Präsidialausschuss unterbreitet dem Aufsichtsratsplenum Vorschläge für die Festsetzung der Gesamtvergütung für die einzelnen Vorstandsmitglieder. Der Präsidialausschuss hat ferner, u. a., die folgenden Aufgaben:

- (i) Erteilung der Zustimmung zur Übernahme weiterer Mandate oder zu weiteren wesentlichen Anstellungsverhältnissen der Vorstandsmitglieder sowie von Ausnahmen vom Wettbewerbsverbot,
- (ii) Darlehensgewährungen an Vorstands- und Aufsichtsratsmitglieder und ihre Angehörigen und
- (iii) Zustimmung zu Verträgen zwischen der Gesellschaft und mit ihr verbundenen Unternehmen auf der einen Seite und einem Mitglied des Vorstands oder einer diesem nahestehenden Person auf der anderen Seite.

(ii) Prüfungs- und Risikoausschuss

Der Prüfungs- und Risikoausschuss unterstützt den Aufsichtsrat bei dessen Aufgabe, die Abläufe der Buchhaltung und Finanzberichterstattung zu überwachen. Hierzu gehören die Vorbereitung der Prüfung der Richtigkeit und Vollständigkeit der Jahres- und Konzernabschlüsse und der damit zusammenhängenden Veröffentlichungen sowie die Überwachung des internen Kontrollsystems, des Risikomanagementsystems und der internen Revision. Der Ausschuss überwacht ferner die Leistung, Qualifikationen und Unabhängigkeit des Abschlussprüfers und erörtert die Halbjahres- und Quartalsfinanzberichte mit dem Vorstand.

(iii) Nominierungsausschuss

Aufgabe des Nominierungsausschusses ist es, die Entscheidung des Aufsichtsrats über Vorschläge an die Hauptversammlung für die Wahl der Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat vorzubereiten.

(iv) Interimsausschuss

Für die Dauer bis zur Eintragung der Abspaltung der Gesellschaft im Handelsregister der E.ON SE und die Zulassung der Aktien der Gesellschaft zum Handel an der Frankfurter Wertpapierbörse hat der Aufsichtsrat einen Interimsausschuss gebildet. Seine Aufgabe ist die

Beratung des Vorstands der Gesellschaft in allen Fragen im Zusammenhang mit der Beendigung des Vertragskonzernverhältnisses zur E.ON SE und der Vorbereitung und Durchführung der Abspaltung der Gesellschaft.

17.3.6 Vergütung und Anteilsbesitz der Aufsichtsratsmitglieder

Den Mitgliedern des ersten Aufsichtsrats der Gesellschaft kann nur die Hauptversammlung eine Vergütung für ihre Tätigkeit bewilligen. Den Beschluss fasst die erste ordentliche Hauptversammlung, die über die Entlastung der Mitglieder des ersten Aufsichtsrats beschließt. Bei Eintragung der Gesellschaft im Jahr 2016 ist dies die Hauptversammlung im Jahr 2017.

Nach der noch zu beschließenden Vergütungsregelung soll der Vorsitzende des Aufsichtsrats eine Vergütung in Höhe von € 210.000, seine Stellvertreter eine Vergütung in Höhe von € 140.000 erhalten. Den übrigen Mitgliedern des Aufsichtsrats soll eine Vergütung in Höhe von € 70.000 zustehen. Zusätzlich sollen der Vorsitzende des Prüfungs- und Risikoausschusses € 70.000, die Mitglieder dieses Ausschusses € 35.000, der Vorsitzende anderer Ausschüsse € 35.000 und die Mitglieder dieser anderen Ausschüsse € 15.000 erhalten. Bei Mitgliedschaft in mehreren Ausschüssen soll nur die jeweils höchste Ausschussvergütung gezahlt werden. Der Vorsitzende und die stellvertretenden Vorsitzenden des Aufsichtsrats sollen keine zusätzliche Vergütung für ihre Tätigkeit in Ausschüssen erhalten. Scheiden Mitglieder des Aufsichtsrats im Laufe eines Geschäftsjahres aus dem Aufsichtsrat aus, soll eine zeitanteilige Vergütung gezahlt werden.

Einen Teilbetrag in Höhe von 20 % der zuvor beschriebenen Vergütung sollen die Aufsichtsratsmitglieder in Form einer variablen Vergütung erhalten. Diese soll als zukünftiger Zahlungsanspruch in Form von virtuellen Aktien gewährt werden, wobei der zuvor genannte Teilbetrag den Zielwert bildet. Bei den virtuellen Aktien handelt es sich um reine Rechenposten, die dem Begünstigten keine Ansprüche oder Gesellschaftsrechte, insbesondere keine Stimm- oder Dividendenrechte vermitteln. Um die Anzahl der virtuellen Aktien zu ermitteln, soll im Januar eines jeden Kalenderjahres die variable Vergütung aus dem Vorjahr durch den 60-Tages-Durchschnittskurs der Aktie der Gesellschaft aus den letzten 60 Börsenhandelstagen vor dem 1. Januar des laufenden Jahres geteilt werden. Nach Ablauf von vier Kalenderjahren sollen die virtuellen Aktien mit dem Durchschnittskurs der Aktie der Gesellschaft aus den letzten 60 Börsenhandelstagen vor dem 1. Januar des vierten Kalenderjahres multipliziert und um die Summe der während der letzten vier Jahre an die Aktionäre pro Aktie der Gesellschaft ausgezahlten Dividenden erhöht werden. Die variable Vergütung soll innerhalb des ersten Monats nach Ablauf der vier Jahre ausgezahlt werden und ist auf insgesamt 200 % der zuvor beschriebenen Vergütung begrenzt (*Cap*).

Abweichend von der zuvor beschriebenen Vergütungssystematik wird für das Jahr des Ausscheidens die Vergütung zu 100 % als Festvergütung gezahlt. Im Fall des Ausscheidens wird der Auszahlungsbetrag der noch nicht ausgezahlten variablen Vergütung der Vorjahre auf Basis der zuvor beschriebenen Systematik ermittelt. Dabei wird für die Ermittlung des 60 Tagesdurchschnittskurses der letzte Tag des Monats des Ausscheidens zugrunde gelegt.

Soweit Mitglieder des Aufsichtsrats zugleich Arbeitnehmer oder Organe des E.ON-Konzerns sind, werden etwaige Vergütungen als Aufsichtsratsmitglied der Gesellschaft mit der Vergütung dieser Aufsichtsratsmitglieder im E.ON-Konzern verrechnet.

Zum Datum dieses Prospekts halten die oben genannten derzeitigen bzw. zukünftigen Mitglieder des Aufsichtsrats keine Aktien oder Optionen auf Aktien der Gesellschaft. Einzelne Mitglieder des Aufsichtsrats halten jedoch zusammen ca. 75.000 Aktien der E.ON SE, auf die bei Wirksamwerden der Abspaltung ca. 7.500 Aktien der Gesellschaft entfallen, sofern zu diesem Datum der Aktienbesitz noch besteht.

Es bestehen keine weiteren Dienstverträge zwischen der Gesellschaft oder ihren Tochtergesellschaften auf der einen Seite und einem Mitglied des Aufsichtsrats auf der anderen Seite, gemäß denen ein Mitglied des Aufsichtsrats für den Fall der Beendigung der Tätigkeit Vorteile ziehen würde.

Soweit vorhanden, erstrecken sich bestehende D&O-Versicherungen, die Haftungsverbindlichkeiten für Organmitglieder aus Tätigkeiten im Zusammenhang mit ihrer Organtätigkeit betreffen, auch auf die Mitglieder des Aufsichtsrats der Gesellschaft.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen der Gesellschaft gegenüber Mitgliedern des Aufsichtsrats bestanden zum 30. Juni 2016 nicht.

17.4 BESTIMMTE INFORMATIONEN ÜBER MITGLIEDER VON VORSTAND UND AUFSICHTSRAT; INTERESSENKONFLIKTE

In den letzten fünf Jahren ist kein derzeitiges Mitglied des Vorstands oder oben genanntes zukünftiges Mitglied des Aufsichtsrats einer betrügerischen Straftat schuldig gesprochen worden. Ebenso wenig kam es zu öffentlichen Anschuldigungen und/oder Sanktionen in Bezug auf gegenwärtige Mitglieder des Vorstands oder derzeitige bzw. oben genannte zukünftige Mitglieder des Aufsichtsrats von Seiten der Behörden oder der Regulierungsbehörden. In den letzten fünf Jahren war kein derzeitiges Mitglied des Vorstands oder oben genanntes zukünftiges Mitglied des Aufsichtsrats im Rahmen der Tätigkeit als Mitglied eines Verwaltungs-, Geschäftsführungs- oder Aufsichtsorgans oder im oberen Management von Insolvenzen, Insolvenzverwaltungen oder Liquidationen betroffen. Kein derzeitiges Mitglied des Vorstands oder oben genanntes zukünftiges Mitglied des Aufsichtsrats ist jemals von einem Gericht für die Mitgliedschaft in einem Verwaltungs-, Geschäftsführungs- oder Aufsichtsorgan einer Gesellschaft oder für die Tätigkeit im Management oder der Führung der Geschäfte eines Emittenten als untauglich angesehen worden. Zum Datum dieses Prospekts bestehen zwischen den Mitgliedern des Vorstands, zwischen den Mitgliedern des Aufsichtsrats sowie zwischen den Mitgliedern des Vorstands einerseits und den Mitgliedern des Aufsichtsrats andererseits keine verwandtschaftlichen Beziehungen.

Zwei Mitglieder des Aufsichtsrats sind zugleich Mitglied des Vorstands der E.ON SE, die nach Wirksamwerden der Abspaltung mittelbar eine Minderheitsbeteiligung an der Gesellschaft halten wird. Zusätzlich sind drei Mitglieder des Aufsichtsrats (Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker) Arbeitnehmer im E.ON-Konzern. Es ist beabsichtigt, dass Dr. Johannes Teyssen, Karl-Heinz Feldmann, Dr. Verena Volpert und Dr. Marc Spieker spätestens im ersten Halbjahr 2017 ihre Ämter niederlegen. Der gegenwärtige Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft, Dr. Bernhard Reutersberg, war bis zum 30. Juni 2016 Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Die Interessen der E.ON SE und der Gesellschaft sind nicht notwendig stets gleich gelagert, sodass durch die gleichzeitige oder in engem zeitlichen Zusammenhang stehende Ämterwahrnehmung in beiden Gesellschaften Interessenkonflikte oder potentielle Interessenkonflikte für diese Personen entstehen können. Ansonsten bestehen keine Interessenkonflikte oder potentielle Interessenkonflikte zwischen den Verpflichtungen der Mitglieder des Vorstands bzw. der Mitglieder des Aufsichtsrats gegenüber der Gesellschaft und ihren privaten Interessen oder sonstigen Verpflichtungen. Zudem ist der Aufsichtsratsvorsitzende der Gesellschaft ein ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON SE.

17.5 HAUPTVERSAMMLUNG

Die Hauptversammlung ist die Versammlung der Aktionäre. Sie findet am Sitz der Gesellschaft oder in einer anderen deutschen Stadt mit mindestens 100.000 Einwohnern statt. Nach der SE-VO muss die Hauptversammlung mindestens einmal pro Kalenderjahr innerhalb der ersten sechs Monate nach Abschluss des Geschäftsjahres stattfinden. Sie wird im Regelfall durch den Vorstand einberufen. Jede Aktie gewährt in der Hauptversammlung eine Stimme. Die Hauptversammlung beschließt insbesondere über:

- Bestellung der Vertreter der Aktionäre im Aufsichtsrat;
- Verwendung des Bilanzgewinns;
- Entlastung der Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats;
- Bestellung des Abschlussprüfers;
- Satzungsänderungen;
- Maßnahmen der Kapitalbeschaffung und der Kapitalherabsetzung;
- Bestellung von Prüfern zur Prüfung von Vorgängen bei der Gründung oder der Geschäftsführung; und
- Auflösung der Gesellschaft.

Die Beschlüsse der Hauptversammlung werden nach der Satzung der Gesellschaft mit einfacher Mehrheit der abgegebenen gültigen Stimmen gefasst, soweit nicht das Gesetz zwingend etwas anderes vorschreibt oder die Satzung andere Mehrheitserfordernisse bestimmt. In den Fällen, in denen das Gesetz eine Mehrheit des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals erfordert, genügt, sofern nicht durch Gesetz eine größere Mehrheit zwingend vorgeschrieben ist, die einfache Mehrheit

des vertretenen Grundkapitals. Bei bestimmten Beschlüssen von grundlegender Bedeutung verlangt das Aktiengesetz neben der Mehrheit der abgegebenen Stimmen auch eine Mehrheit von mindestens drei Vierteln des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals. Zu diesen Beschlüssen gehören insbesondere:

- Kapitalerhöhungen unter Ausschluss des Bezugsrechts;
- Kapitalherabsetzungen;
- Schaffung von genehmigtem oder bedingtem Kapital;
- Auflösung der Gesellschaft;
- Umwandlungsrechtliche Maßnahmen wie Verschmelzung, Spaltung und Rechtsformwechsel;
- Übertragung des gesamten Vermögens der Gesellschaft;
- Eingliederung einer Gesellschaft; und
- Abschluss und Änderung von Unternehmensverträgen (insbesondere Beherrschungs- und Ergebnisabführungsverträgen).

Bei einer SE bedarf die Änderung der Satzung gemäß Art. 59 Abs. 1 SE-VO eines Beschlusses der Hauptversammlung, der mit der Mehrheit von nicht weniger als zwei Dritteln der abgegebenen Stimmen gefasst werden muss, sofern die Rechtsvorschriften für Aktiengesellschaften keine größere Mehrheit vorsehen. Nach einer vorherrschenden Auffassung bedürfen Satzungsänderungen, die schon nach dem Aktiengesetz zwingend einer Mehrheit von drei Viertel des Grundkapitals unterlagen, bei der SE einer Mehrheit von drei Viertel der (gültig) abgegebenen Stimmen. Gemäß § 51 Satz 1 SEAG kann die Satzung einer SE bestimmen, dass für einen Beschluss der Hauptversammlung über die Änderung der Satzung die einfache Mehrheit der abgegebenen Stimmen ausreicht, sofern mindestens die Hälfte des Grundkapitals vertreten ist. Dies gilt gemäß § 51 Satz 1 SEAG nicht für die Änderung des Unternehmensgegenstands, für die Verlegung des Sitzes der Gesellschaft sowie für Fälle, für die eine höhere Kapitalmehrheit gesetzlich zwingend vorgeschrieben ist. Die Satzung der Gesellschaft enthält in § 21 Abs. 1 Satz 2 eine solche Regelung.

Die Hauptversammlung wird im Regelfall einmal jährlich einberufen (ordentliche Hauptversammlung). Darüber hinaus können der Vorstand oder der Aufsichtsrat eine außerordentliche Hauptversammlung jederzeit einberufen. Der Aufsichtsrat ist hierzu verpflichtet, wenn es das Wohl der Gesellschaft erfordert. Aktionäre, die zusammen mindestens 5 % des Grundkapitals halten, können ebenfalls die Einberufung einer Hauptversammlung vom Vorstand verlangen. Das Verlangen hat schriftlich zu erfolgen und muss den Zweck und die Gründe der Einberufung enthalten.

17.6 CORPORATE GOVERNANCE

Der im Februar 2002 verabschiedete DCGK in der derzeit geltenden Fassung vom 5. Mai 2015 (in Kraft getreten mit Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 12. Juni 2015) enthält für in Deutschland börsennotierte Unternehmen Empfehlungen und Anregungen zur Leitung und Überwachung deutscher börsennotierter Gesellschaften in Bezug auf Aktionäre und Hauptversammlung, Vorstand und Aufsichtsrat, Transparenz, Rechnungslegung und Abschlussprüfung. Es besteht keine Pflicht, den Empfehlungen oder Anregungen des DCGK zu entsprechen. Das deutsche Aktienrecht verpflichtet den Vorstand und Aufsichtsrat einer börsennotierten Gesellschaft lediglich, jährlich zu erklären, welchen Empfehlungen entsprochen wurde und wird oder welche Empfehlungen nicht angewendet wurden oder werden und warum nicht. Diese Erklärung ist den Aktionären dauerhaft zugänglich zu machen. Von den im DCGK enthaltenen Anregungen kann dagegen ohne Offenlegung abgewichen werden.

Bis zur Zulassung der Aktien der Gesellschaft zum Handel an der Frankfurter Wertpapierbörse ist die Gesellschaft nicht zur Abgabe einer Entsprechenserklärung verpflichtet. Zum Datum dieses Prospekts kommt die Gesellschaft – als nicht börsennotiertes Unternehmen mit lediglich einem Aktionär – den Empfehlungen des DCGK noch nicht nach. Die Gesellschaft wird ihrer mit der Börsennotierung entstehenden Verpflichtung nachkommen, eine Erklärung nach § 161 AktG im Laufe des gegenwärtigen Geschäftsjahres abzugeben, zu veröffentlichen und den Aktionären dauerhaft zugänglich zu machen. Vorstand und Aufsichtsrat der Gesellschaft identifizieren sich mit den Zielen des DCGK, eine verantwortungsvolle, transparente und auf nachhaltige Steigerung des Unternehmenswerts gerichtete Unternehmensführung und -kontrolle zu fördern. Die Gesellschaft beabsichtigt daher, in ihrer Erklärung zu dokumentieren, dass sie den Empfehlungen des DCGK weitgehend folgt. Einzelheiten werden zwischen Vorstand und Aufsichtsrat noch abgestimmt.

18 BESTEUERUNG IN DER BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Der folgende Abschnitt „Besteuerung in der Bundesrepublik Deutschland“ beschreibt einige wichtige deutsche Besteuerungsgrundsätze, die im Zusammenhang mit dem Erwerb, dem Halten und der Übertragung der Aktien für Aktionäre typischerweise von Bedeutung sein können. Er betrifft hingegen nicht die Steuerfolgen für die Aktionäre der E.ON SE, die sich aus der Abspaltung ergeben. Dieser Abschnitt beinhaltet keine umfassende oder abschließende Darstellung aller denkbaren steuerlichen Aspekte der Gesellschaft oder künftiger Aktionäre, sondern stellt einen allgemeinen Überblick über bestimmte deutsche Besteuerungsgrundsätze dar. Er beschreibt nicht die besonderen steuerlichen Regelungen, die insbesondere für Kreditinstitute, Finanzdienstleistungsinstitute, Finanzunternehmen sowie Lebens- und Krankenversicherungsunternehmen und Pensionsfonds gelten. Er gibt keine umfassende oder abschließende Darstellung aller denkbaren steuerlichen Aspekte, die für künftige Aktionäre relevant sein können. Die Zusammenfassung basiert auf dem zum Datum dieses Prospekts geltenden deutschen Steuerrecht (einschließlich der Bestimmungen von Doppelbesteuerungsabkommen, wie sie Deutschland derzeit typischerweise mit anderen Staaten abgeschlossen hat) und dessen Auslegung durch Gerichte und Verwaltungsanweisungen. Steuerliche Vorschriften können sich – unter Umständen auch rückwirkend – ändern. Die steuerlichen Auswirkungen eines möglichen Austritts von Großbritannien aus der EU sind zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Prospekts nicht absehbar, weshalb sie hier nicht beschrieben werden können. Die Ausführungen zur Besteuerung von Dividenden (siehe „18.2 Besteuerung der in Deutschland ansässigen Aktionäre – 18.2.1 Besteuerung von Dividenden“ und „18.3 Besteuerung von im Ausland ansässigen Aktionären – 18.3.1 Besteuerung von Dividenden“) gelten entsprechend für Sachdividenden und sog. verdeckte Gewinnausschüttungen, wobei in diesen Sonderfällen hier nicht weiter beschriebene Besonderheiten hinsichtlich der Tragung der Kapitalertragsteuer zu beachten sind. Dieser Abschnitt kann nicht die individuelle steuerliche Beratung des einzelnen Aktionärs ersetzen. An einem Aktienwerb Interessierte sollten daher ihren Steuerberater zu den individuellen steuerlichen Auswirkungen des Erwerbs, des Haltens, der Veräußerung, der Schenkung oder der Vererbung von Aktien konsultieren. Gleiches gilt für die bei der Rückerstattung von zunächst einbehaltener deutscher Quellensteuer (Kapitalertragsteuer) geltenden Regeln. Nur im Rahmen einer individuellen Steuerberatung können die steuerlich relevanten Besonderheiten des jeweiligen Aktionärs in ausreichender Weise berücksichtigt werden.

18.1 BESTEUERUNG DER GESELLSCHAFT

18.1.1 Körperschaftsteuer

Die Gesellschaft unterliegt mit ihrem Einkommen unabhängig davon, ob sie ihren Gewinn ausschüttet oder thesauriert, der Körperschaftsteuer in Höhe eines Steuersatzes von 15 % zuzüglich eines Solidaritätszuschlags in Höhe von 5,5 % darauf (insgesamt 15,825 %).

Dividenden, die die Gesellschaft von in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften bezieht, sind grundsätzlich von der Körperschaftsteuer befreit; jedoch wird ein Betrag von 5 % der Gewinnanteile als nicht abziehbare Betriebsausgaben behandelt und unterliegt der Körperschaftsteuer zuzüglich Solidaritätszuschlag darauf. Deshalb sind im Ergebnis lediglich 95 % der Dividenden, die die Gesellschaft von in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften bezieht, von der Körperschaftsteuer befreit. Abweichend hiervon unterliegen Dividenden, die die Gesellschaft von in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften bezieht, der Körperschaftsteuer zuzüglich Solidaritätszuschlag darauf, wenn die Gesellschaft zu Beginn des Kalenderjahres unmittelbar zu weniger als 10 % am Grund- oder Stammkapital dieser Kapitalgesellschaften beteiligt ist („**Streubesitzbeteiligung**“). Unterjährige Erwerbe von mindestens 10 % gelten als zu Beginn des Kalenderjahres erfolgt. Beteiligungen über eine Mitunternehmerschaft sind der Gesellschaft als Mitunternehmer anteilig zuzurechnen.

Die von der Gesellschaft bezogenen Dividenden unterliegen regelmäßig dem Kapitalertrag- bzw. Quellensteuerabzug. Die einbehaltene Kapitalertragsteuer auf Dividenden aus der Beteiligung an inländischen Kapitalgesellschaften ist grundsätzlich in voller Höhe anrechnungs- bzw. erstattungsfähig. Für Dividenden aus der Beteiligung an in der EU ansässigen ausländischen Kapitalgesellschaften, die von der sog. „**Mutter-Tochter-Richtlinie**“ (EU-Richtlinie 2011/96/EU vom 30. November 2011) erfasst werden, wird regelmäßig (und vorbehaltlich etwaiger formaler Anforderungen) keine Quellensteuer erhoben, andernfalls besteht die Möglichkeit einer umfassenden Erstattung. Bei Dividenden aus

anderen ausländischen Kapitalgesellschaften richtet sich die Höhe und die Anrechnung bzw. Erstattung der Quellensteuer nach einem gegebenenfalls anzuwendenden Doppelbesteuerungsabkommen; in diesen Fällen ist eine vollständige Anrechnung bzw. Erstattung vielfach nicht sichergestellt, weshalb es zu Mehrbelastungen kommen kann.

Zur Besteuerung von Ergebnisabführungen im ertragsteuerlichen Organkreis siehe „18.1.6 Organschaft“.

Gewinne aus der Veräußerung von Anteilen an in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften sind – grundsätzlich und unabhängig von einer Mindestbeteiligungsquote und/oder Mindestbeteiligungsdauer – von der Körperschaftsteuer befreit. 5 % des Veräußerungsgewinns gelten als nicht abziehbare Betriebsausgaben und unterliegen der Körperschaftsteuer (zuzüglich Solidaritätszuschlag). Umgekehrt sind Veräußerungsverluste sowie andere Gewinnminderungen im Zusammenhang mit Anteilen an in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften grundsätzlich steuerlich nicht abziehbar. Sonderregelungen für die Besteuerung von Gewinnen aus der Veräußerung von Streubesitzbeteiligungen existieren derzeit nicht. Insoweit wird immer wieder über eine mögliche Gesetzesänderung in der Zukunft diskutiert; ob und wann über eine solche entschieden wird, ist aber unklar.

18.1.2 Gewerbesteuer

Zusätzlich unterliegt die Gesellschaft mit dem in ihren inländischen Betriebstätten erzielten Gewerbeertrag der Gewerbesteuer. Der steuerpflichtige Gewerbeertrag entspricht grundsätzlich dem steuerpflichtigen Gewinn für Körperschaftsteuerzwecke; allerdings werden bestimmte Hinzurechnungen (beispielsweise u. a. bestimmte Miet- und Zinszahlungen) und Kürzungen vorgenommen, die zu einer höheren oder niedrigeren Bemessungsgrundlage für Gewerbesteuerzwecke führen können. Die Gewerbesteuer wird grundsätzlich auf Basis des Gewerbeertrags und der sog. Steuermesszahl in Abhängigkeit vom Hebesatz der jeweiligen Gemeinde, in denen die Gesellschaft Betriebstätten unterhält, ermittelt. Die von anderen Kapitalgesellschaften bezogenen Dividenden sowie Gewinne aus Veräußerung von Anteilen an Kapitalgesellschaften werden für Gewerbesteuerzwecke grundsätzlich in gleicher Weise behandelt wie für Zwecke der Körperschaftsteuer. Allerdings sind von in- oder ausländischen Kapitalgesellschaften bezogene Gewinnanteile grundsätzlich nur dann zu 95 % steuerbefreit, wenn die Gesellschaft zu Beginn oder, im Fall von nicht EU-Kapitalgesellschaften, ununterbrochen seit Beginn des maßgeblichen Erhebungszeitraums zu mindestens 15 % (10 % im Fall von EU-Kapitalgesellschaften) am Grund- oder Stammkapital der ausschüttenden Gesellschaft beteiligt war (*gewerbesteuerliches Schachtelprivileg*). Für Dividenden, die von nicht EU-Kapitalgesellschaften stammen, gelten zusätzliche Einschränkungen.

18.1.3 Abzugsbeschränkungen für Zinsaufwendungen

Zinsaufwendungen sind nach den Regelungen der sog. Zinsschranke ggf. nur beschränkt abziehbar. Danach ist der Nettozinsaufwand grundsätzlich nur in Höhe von 30 % des für diese steuerlichen Zwecke besonders berechneten steuerlichen EBITDA im Wirtschaftsjahr abzugsfähig, wobei Ausnahmen von dieser Regelung bestehen. Nicht abzugsfähiger Zinsaufwand kann unter bestimmten Voraussetzungen in die folgenden Wirtschaftsjahre vorgetragen und in diesen nach Maßgabe der Zinsschranke abgezogen werden. Nicht ausgeschöpftes steuerliches EBITDA-Volumen kann grundsätzlich in die folgenden fünf Wirtschaftsjahre vorgetragen werden. Weitergehende Beschränkungen können für Zinsaufwendungen gelten, die auf Gesellschafterdarlehen geleistet werden. Für Gewerbesteuerzwecke werden 25 % der Zinsaufwendungen, die nach den Regelungen der Zinsschranke für Körperschaftsteuerzwecke abzugsfähig sind, zur Ermittlung des gewerbesteuerpflichtigen Einkommens hinzugerechnet, sodass diese Zinsaufwendungen für Gewerbesteuerzwecke nur zu 75 % abzugsfähig sind.

18.1.4 Steuerliche Verluste

In einem Veranlagungs- oder Erhebungszeitraum nicht ausgeglichene Verluste können unter bestimmten Voraussetzungen in andere Veranlagungszeiträume zurück- und/oder vorgetragen werden. Ein Verlustrücktrag ist nur bis zur Höhe von € 1.000.000 und nur für Zwecke der Körperschaftsteuer in den unmittelbar vorangegangenen Veranlagungszeitraum möglich. Nicht ausgeglichene Verluste, die nicht zurückgetragen worden sind, können in den folgenden

Veranlagungs- oder Erhebungszeiträumen nur bis zur Höhe von € 1.000.000 zum vollen Ausgleich eines positiven körperschaftsteuerlichen Gesamtbetrages der Einkünfte oder Gewerbeertrages herangezogen werden (*Verlustvortrag*). Die darüber hinaus erzielten Einkünfte und Gewerbeerträge können nur zu 60 % mit Verlustvorträgen verrechnet werden und unterliegen damit in Höhe von 40 % der Besteuerung zum jeweils maßgeblichen Steuersatz (sog. Mindestbesteuerung).

18.1.5 Wegfall von Verlustvorträgen und Zinsvorträgen

Nicht genutzte Verluste und Zinsvorträge sind vollständig nicht mehr abziehbar, wenn innerhalb von fünf Jahren mehr als 50 % des Grundkapitals oder der Stimmrechte an der Gesellschaft unmittelbar oder mittelbar an einen Erwerber oder diesem nahe stehende Personen oder eine Gruppe von Erwerbern mit gleichgerichteten Interessen übertragen werden oder ein vergleichbarer Sachverhalt vorliegt (*schädlicher Beteiligungserwerb*). Wenn mehr als 25 % und bis zu 50 % des Grundkapitals oder der Stimmrechte an der Gesellschaft übertragen werden, oder ein anderer schädlicher Beteiligungserwerb im vorgenannten Sinne vorliegt, sind die nicht genutzten Verluste und Zinsvorträge nur entsprechend der übertragenen Quote nicht mehr abziehbar. Die vorgenannten Beschränkungen finden keine Anwendung, wenn das Grundkapital oder die Stimmrechte an der Gesellschaft auf Erwerber übertragen werden, die zu demselben, in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen näher beschriebenen Konzern gehören, zu dem auch die Gesellschaft gehört (*Konzernklausel*) oder soweit die Verluste nicht die in Deutschland steuerpflichtigen anteiligen (Beteiligungserwerb von mehr als 25 % bis 50 %) oder gesamten (Beteiligungserwerb von mehr als 50 %) stillen Reserven übersteigen (*Verschonungsregelung*). Zurzeit ist nicht abschließend geklärt, dass die für nicht genutzte Verluste und Zinsvorträge geltenden Beschränkungen nicht auch auf ggf. vorhandene steuerliche EBITDA-Vorträge Anwendung finden.

18.1.6 Organschaft

Die Gesellschaft ist Organträgerin eines ertragsteuerlichen Organkreises. Ein Teil der Konzerngesellschaften aus dem Konzern der Gesellschaft gehört als Organgesellschaften ebenfalls zum Organkreis. Die Regelungen zur körperschaftlichen Organschaft (§§ 14-19 KStG) und gewerbsteuerlichen Organschaft (§ 2 Abs. 2 Satz 2 GewStG) bewirken als wichtigste steuerliche Konsequenz, dass die steuerlichen Ergebnisse (steuerliche Einkommen bzw. Gewerbeerträge) der Organgesellschaften dem Organträger zugerechnet werden und dort zusammen mit dem eigenen steuerlichen Ergebnis des Organträgers der Körperschaftsteuer und Gewerbebesteuerung unterliegen. Somit ermöglicht die körperschaftsteuerliche und gewerbsteuerliche Organschaft im Ergebnis insbesondere eine Saldierung der steuerlichen Ergebnisse der rechtlich selbständigen Mitglieder des Organkreises.

Als Organgesellschaften kommen Kapitalgesellschaften in Betracht, die ihre Geschäftsleitung in Deutschland haben. Die wesentlichen Voraussetzungen einer körperschaftsteuerlichen und gewerbsteuerlichen Organschaft sind darüber hinaus die finanzielle Eingliederung der Organgesellschaft in das Unternehmen des Organträgers und der Abschluss eines Gewinnabführungsvertrags i.S.d. § 291 Abs. 1 AktG. Eine finanzielle Eingliederung liegt vor, wenn dem Organträger die Mehrheit der Stimmrechte aus den Anteilen an der Organgesellschaft zusteht. Der Gewinnabführungsvertrag muss zivilrechtlich wirksam sein und auf mindestens fünf Jahre abgeschlossen und während seiner gesamten Geltungsdauer tatsächlich durchgeführt werden.

Darüber hinaus lösen Ergebnisabführungen im Organkreis grundsätzlich keine sog. „Dividendensteuer“ in Höhe von ca. 1,5 % aus, die sich aus der Besteuerung von 5 % der Dividendenausschüttung außerhalb eines ertragsteuerlichen Organkreises ergibt (siehe „18.1.1 Körperschaftsteuer“).

18.2 BESTEUERUNG DER IN DEUTSCHLAND ANSÄSSIGEN AKTIONÄRE

18.2.1 Besteuerung von Dividenden

(i) Aktien im Privatvermögen natürlicher Personen

Dividenden, die ein Aktionär bezieht, der in Deutschland unbeschränkt steuerpflichtig ist und seine Aktien im Privatvermögen hält, werden grundsätzlich als Einkünfte aus Kapitalvermögen besteuert. Sie unterliegen einer Kapitalertragsteuer in Höhe von 25 % zuzüglich Solidaritätszuschlag von 5,5 % darauf, also insgesamt 26,375 % (*Abgeltungsteuer*), und, sofern der einzelne Aktionär kirchensteuerpflichtig ist, der Kirchensteuer. Mit dem Einbehalt der Kapitalertragsteuer ist die

Einkommensteuer des Aktionärs hinsichtlich der Dividenden grundsätzlich abgegolten. Bemessungsgrundlage für die Kapitalertragsteuer ist die durch die Hauptversammlung beschlossene Dividende. Wenn und soweit Beträge des steuerlichen Einlagekontos für die Ausschüttungen an einen Gesellschafter als verwendet gelten, der seine Anteile im Privatvermögen hält, unterliegen diese Zahlungen grundsätzlich nicht der (Kapitalertrag)Steuer. Besonderheiten gelten für Qualifizierte Beteiligungen (wie unten definiert). Für Dividenden, die ab dem 1. Januar 2015 zufließen, wird die Kirchensteuer bei Steuerpflichtigen, die der Kirchensteuer unterliegen, in einem automatisierten Verfahren einbehalten und an die steuererhebende Religionsgemeinschaft abgeführt. Sollte der Aktionär gegenüber dem Bundeszentralamt für Steuern fristgerecht schriftlich dem automatisierten Datenabruf der Religionszugehörigkeit widersprochen haben (sog. Sperrvermerk), unterbleibt der automatisierte Abzug der Kirchensteuer. In diesem Fall sind die Dividendenerträge in der Einkommensteuererklärung zu deklarieren. Der Kirchensteuerabzug wird dann im Rahmen der Einkommensteuerveranlagung durchgeführt.

Da es sich bei den Aktien der Gesellschaft um Wertpapiere handelt, die gemäß § 5 Depotgesetz zur Sammelverwahrung durch eine Wertpapiersammelbank zugelassen sind und dieser zur Sammelverwahrung im Inland anvertraut wurden, wird die Kapitalertragsteuer einbehalten von (i) dem inländischen Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstitut (einschließlich der inländischen Zweigstelle eines ausländischen Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstituts), (ii) dem inländischen Wertpapierhandelsunternehmen oder der inländischen Wertpapierhandelsbank, das bzw. die die Aktien verwahrt oder verwaltet und die Kapitalerträge auszahlt oder gutschreibt oder die Kapitalerträge gegen Aushändigung der Dividendscheine auszahlt oder gutschreibt oder die Kapitalerträge an eine ausländische Stelle auszahlt, oder (iii) der Wertpapiersammelbank, der die Aktien zur Sammelverwahrung anvertraut wurden, wenn diese die Kapitalerträge an eine ausländische Stelle auszahlt. Die Gesellschaft übernimmt keine Verantwortung für den Einbehalt der Kapitalertragsteuer. Unter bestimmten Voraussetzungen, insbesondere, wenn der Aktionär eine Nichtveranlagungs-Bescheinigung oder einen Freistellungsauftrag vorlegt und das darin genannte Freistellungsvolumen noch nicht ausgeschöpft worden ist, können in Deutschland unbeschränkt steuerpflichtige Aktionäre, die ihre Aktien im Privatvermögen halten, die Dividenden ohne Steuerabzug vereinnahmen.

Der einzelne Aktionär unterliegt mit seinen gesamten Kapitaleinkünften, abzüglich des Sparer-Pauschbetrags in Höhe von € 801 (€ 1.602 bei zusammen veranlagten Ehegatten oder Lebenspartnern nach dem Lebenspartnerschaftsgesetz), der Abgeltungsteuer. Werbungskosten im Zusammenhang mit privaten Kapitaleinkünften sind nicht abzugsfähig. Aktionäre, die ihre Aktien im Privatvermögen halten, können jedoch beantragen, dass ihre Kapitalerträge statt mit dem für die Abgeltungsteuer maßgeblichen Steuersatz mit dem nach ihren persönlichen Verhältnissen ermittelten Steuersatz der tariflichen Einkommensteuer besteuert werden, wenn dies für sie zu einer günstigeren Steuerbelastung führt. Ein Abzug der tatsächlich entstandenen Werbungskosten kommt auch in diesem Fall nicht in Betracht.

(ii) Aktien im Betriebsvermögen

Gehören die Aktien zu einem inländischen Betriebsvermögen, ist danach zu unterscheiden, ob der Aktionär eine Körperschaft, ein Einzelunternehmer oder eine Personengesellschaft ist. Für Dividenden aus Aktien im Betriebsvermögen eines in Deutschland steuerlich ansässigen Aktionärs gilt die Abgeltungsteuer nicht. Die Dividenden unterliegen unabhängig von der Rechtsform des Aktionärs grundsätzlich dem Einbehalt der Kapitalertragsteuer in Höhe von 25 % und Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % darauf (insgesamt 26,375 %) zuzüglich etwaiger Kirchensteuer für natürliche Personen. Die Kapitalertragsteuer wird unter bestimmten Voraussetzungen auf die jeweilige Einkommen- oder Körperschaftsteuerschuld des Aktionärs angerechnet. Soweit die einbehaltenen Beträge die Einkommen- oder Körperschaftsteuerschuld des Aktionärs übersteigen, werden sie unter bestimmten Voraussetzungen erstattet.

Wenn und soweit das steuerliche Einlagekonto für die Ausschüttungen an einen Aktionär als verwendet gilt, der seine Anteile im Betriebsvermögen hält, unterliegen diese Zahlungen nicht der Kapitalertragsteuer. Ausschüttungen aus dem steuerlichen Einlagekonto reduzieren entsprechend die Anschaffungskosten der Aktien und können zu einem höheren steuerbaren Gewinn bei der Veräußerung der Aktien führen. Soweit die Ausschüttungen aus dem steuerlichen Einlagekonto die Anschaffungskosten der Aktien übersteigen, wird ein nach den unten ausgeführten Grundsätzen steuerbarer Veräußerungsgewinn erzielt.

(a) *Körperschaften*

Bei im Inland unbeschränkt steuerpflichtigen Körperschaften sind die Dividenden grundsätzlich von der Körperschaftsteuer (einschließlich Solidaritätszuschlag) befreit, wenn eine unmittelbare Beteiligung von mindestens 10 % am Grundkapital besteht. Jedoch wird ein Betrag von 5 % der Dividende als nicht abziesbare Betriebsausgaben behandelt und als solche der Körperschaftsteuer zuzüglich dem Solidaritätszuschlag unterworfen. Abweichend davon unterliegen Dividenden, die dem Aktionär zufließen voll der Körperschaftsteuer (zuzüglich Solidaritätszuschlag darauf), wenn der Aktionär zu Beginn des Kalenderjahres eine Streubesitzbeteiligung an der Gesellschaft hält, d. h. wenn er nur zu weniger als 10 % am Grundkapital beteiligt ist. Unterjährige Erwerbe von mindestens 10 % gelten als zu Beginn des Kalenderjahres erfolgt. Beteiligungen über eine Mitunternehmerschaft sind dem Aktionär als Mitunternehmer anteilig zuzurechnen.

Dividenden unterliegen in voller Höhe der Gewerbesteuer, es sei denn der Aktionär ist zu Beginn des maßgeblichen Erhebungszeitraums zu mindestens 15 % am Grundkapital der Gesellschaft beteiligt (gewerbesteuerliches Schachtelprivileg). Im letztgenannten Fall sind die Dividenden im Ergebnis zu 95 % von der Gewerbesteuer befreit. Im Übrigen sind Betriebsausgaben, die mit den Dividendeneinnahmen im wirtschaftlichen Zusammenhang stehen, grundsätzlich für Zwecke der Körperschaftsteuer und – unter bestimmten Voraussetzungen – auch für Zwecke der Gewerbesteuer steuerlich abziehbar.

(b) *Einzelunternehmer*

Bei in Deutschland unbeschränkt steuerpflichtigen natürlichen Personen, die Aktien im Betriebsvermögen ihres Einzelunternehmens halten, unterliegen 60 % der Dividende der Einkommensteuer nach dem individuellen Einkommensteuertarif zuzüglich Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % darauf (Teileinkünfteverfahren) mit einem Steuersatz von insgesamt bis zu ungefähr 47,5 % zuzüglich etwaiger Kirchensteuer. Betriebsausgaben, die mit den Dividenden im wirtschaftlichen Zusammenhang stehen, sind grundsätzlich nur zu 60 % abzugsfähig. Dividenden unterliegen in voller Höhe der Gewerbesteuer, es sei denn, der Aktionär war zu Beginn des maßgeblichen Erhebungszeitraums zu mindestens 15 % am Grundkapital der Gesellschaft beteiligt. Im letzteren Fall ist der Nettobetrag der Dividenden (d. h. abzüglich damit im wirtschaftlichen Zusammenhang stehender Aufwendungen) von der Gewerbesteuer ausgenommen. Die Gewerbesteuer ist grundsätzlich im Wege eines pauschalierten Verfahrens – abhängig von der Höhe des kommunalen Hebesatzes und den persönlichen Besteuerungsverhältnissen – vollständig oder teilweise auf die persönliche Einkommensteuer des Aktionärs anrechenbar.

(c) *Personengesellschaften*

Ist der Aktionär eine gewerblich tätige oder gewerblich geprägte Personengesellschaft (Mitunternehmerschaft), wird die Einkommen- oder Körperschaftsteuer nicht auf der Ebene der Personengesellschaft, sondern auf der Ebene des jeweiligen Gesellschafters erhoben. Die Besteuerung eines jeden Gesellschafters hängt davon ab, ob der Gesellschafter eine Körperschaft oder eine natürliche Person ist. Bei Erhebung der Einkommensteuer oder Körperschaftsteuer auf Ebene des Gesellschafters sind im Allgemeinen die Grundsätze einer unmittelbaren Beteiligung wie oben unter (i) und (ii) beschrieben entsprechend anwendbar. Sind die Aktien einer inländischen Betriebstätte des Gewerbebetriebs der Personengesellschaft zuzurechnen, wird auf Ebene der Personengesellschaft Gewerbesteuer festgesetzt und erhoben; dies gilt unabhängig davon, ob die Dividenden einem Gesellschafter zuzurechnen sind, der eine natürliche Person oder eine Körperschaft ist. War die Personengesellschaft zu Beginn des maßgeblichen Erhebungszeitraums zu mindestens 15 % am Grundkapital der Gesellschaft beteiligt, unterliegen die Dividenden nach Abzug der mit ihnen in wirtschaftlichem Zusammenhang stehenden Betriebsausgaben grundsätzlich nicht der Gewerbesteuer. Ob und inwieweit sich die Regelung zur Besteuerung von Dividenden aus Streubesitzbeteiligungen (siehe „18.1 Besteuerung der Gesellschaft – 18.1.1 Körperschaftsteuer“) in diesem Fall auf die Gewerbesteuer auswirkt, ist noch nicht abschließend geklärt. Den Steuerpflichtigen wird geraten, die möglichen Folgen mit ihrem Steuerberater zu diskutieren. Die von der Personengesellschaft gezahlte und den jeweiligen Gewinnanteilen der natürlichen Personen zuzurechnende Gewerbesteuer wird nach einem pauschalierten Verfahren teilweise oder vollständig auf die Einkommensteuer dieser Gesellschafter angerechnet.

18.2.2 Besteuerung von Veräußerungsgewinnen

(i) **Aktien im Privatvermögen natürlicher Personen**

Gewinne aus der Veräußerung von im Privatvermögen gehaltenen Aktien unterliegen der Einkommensteuer mit einem Steuersatz von 25 % (zuzüglich Solidaritätszuschlag von 5,5 % darauf, also insgesamt 26,375 %) und ggf. Kirchensteuer. Verluste aus der Veräußerung von Aktien dürfen nur mit Gewinnen aus Kapitalvermögen verrechnet werden, die aus der Veräußerung von Aktien der Gesellschaft oder anderer Aktien im gleichen Veranlagungszeitraum oder in zukünftigen Veranlagungszeiträumen entstehen. Der steuerbare Veräußerungsgewinn ergibt sich aus der Differenz zwischen (a) dem Veräußerungserlös und (b) den Anschaffungskosten der Aktien und den Aufwendungen, die im unmittelbaren sachlichen Zusammenhang mit der Veräußerung stehen. Von den gesamten Einkünften aus Kapitalvermögen ist lediglich der Abzug eines jährlichen Sparer-Pauschbetrags in Höhe von € 801 (€ 1.602 bei zusammen veranlagten Ehegatten) möglich. Ein Abzug der tatsächlichen Werbungskosten ist nicht zulässig.

Werden die Aktien von einem inländischen Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstitut (einschließlich der inländischen Zweigstellen ausländischer Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstitute), einem inländischen Wertpapierhandelsunternehmen oder einer inländischen Wertpapierhandelsbank verwahrt oder verwaltet oder wird die Veräußerung der Aktien von diesen durchgeführt und der Erlös ausgezahlt oder gutgeschrieben („**Inländische Zahlstelle**“), wird die Besteuerung des Veräußerungsgewinns durch Einbehalt der Inländischen Zahlstelle grundsätzlich mit abgeltender Wirkung vorgenommen, wobei Kapitalertragsteuer in Höhe von insgesamt 26,375 % (einschließlich Solidaritätszuschlag und ggf. zuzüglich Kirchensteuer) des Veräußerungsgewinns von dem Erlös einzubehalten und abzuführen ist. Für Veräußerungsgewinne erfolgt der Kirchensteuerabzug durch einen standardisierten Einbehalt der Steuer, es sei denn der Aktionär hat beim Bundeszentralamt für Steuern einen Sperrvermerk beantragt.

Die Abgeltungsteuer wird unabhängig von der Haltedauer einbehalten. Einem in Deutschland unbeschränkt steuerpflichtigen Aktionär, der seine Aktien im Privatvermögen hält, kann unter bestimmten Voraussetzungen der Veräußerungsgewinn ohne Abzug von Kapitalertragsteuer und Solidaritätszuschlag ausgezahlt werden, insbesondere wenn der jeweilige Aktionär eine Nichtveranlagungs-Bescheinigung vorgelegt hat oder ein Freistellungsauftrag des Aktionärs vorliegt und das darin genannte Freistellungsvolumen noch nicht ausgeschöpft ist.

Wenn ein Aktionär oder im Falle eines unentgeltlichen Erwerbs sein Rechtsvorgänger zu irgendeinem Zeitpunkt während der der Veräußerung vorangegangenen fünf Jahre zu mindestens 1 % unmittelbar oder mittelbar am Grundkapital der Gesellschaft beteiligt war („**Qualifizierte Beteiligung**“), unterliegt der Veräußerungsgewinn nicht der Abgeltungsteuer; der Veräußerungsgewinn ist stattdessen zu 60 % als Einkünfte aus Gewerbebetrieb steuerpflichtig und wird in Höhe des jeweiligen persönlichen Steuersatzes des Aktionärs zuzüglich Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % darauf sowie etwaiger Kirchensteuer besteuert. Umgekehrt ist ein Veräußerungsverlust grundsätzlich zu 60 % abzugsfähig. Der Kapitalertragsteuerabzug durch eine Inländische Zahlstelle wird auch im Fall einer Qualifizierten Beteiligung vorgenommen, er hat aber keine abgeltende Wirkung. Die einbehaltene und abgeführte Kapitalertragsteuer (einschließlich Solidaritätszuschlag) wird bei der Einkommensteuerveranlagung des Aktionärs auf die Einkommensteuerschuld angerechnet und ggf. in Höhe eines etwaigen Überhangs erstattet.

(ii) **Aktien im Betriebsvermögen**

Für Gewinne aus der Veräußerung von Aktien, die im Betriebsvermögen gehalten werden, gilt die Abgeltungsteuer grundsätzlich nicht. Kapitalertragsteuer muss lediglich im Fall einer Inländischen Zahlstelle einbehalten werden. Die einbehaltene und abgeführte Kapitalertragsteuer wird unter bestimmten Voraussetzungen auf die jeweilige Einkommen- oder Körperschaftsteuerschuld des Aktionärs angerechnet und in Höhe eines etwaigen Überhangs erstattet. Die Inländische Zahlstelle kann jedoch vom Kapitalertragsteuerabzug unter bestimmten Voraussetzungen absehen, wenn (i) der Aktionär eine unbeschränkt steuerpflichtige Körperschaft, Personenvereinigung oder Vermögensmasse ist oder (ii) die Aktien zu dem Betriebsvermögen eines inländischen Betriebs gehören und der Aktionär dies gegenüber der Inländischen Zahlstelle nach amtlich vorgeschriebenem Muster erklärt. Hat die inländische Zahlstelle gleichwohl Kapitalertragsteuer einbehalten, wird die einbehaltene und abgeführte Steuer (einschließlich Solidaritätszuschlag und ggf. Kirchensteuer) auf die jeweilige Einkommen- oder Körperschaftsteuerschuld des Aktionärs angerechnet und in Höhe eines etwaigen Überhangs erstattet.

Die Besteuerung des Veräußerungsgewinns ist davon abhängig, ob der Aktionär eine Körperschaft, ein Einzelunternehmer oder eine Personengesellschaft ist:

(a) *Körperschaften*

Bei Körperschaften sind die Gewinne aus der Veräußerung von Aktien – grundsätzlich und unabhängig von einer Mindesthaltedauer oder einer Mindestbeteiligungsquote – von der Körperschaftsteuer (inklusive Solidaritätszuschlag) und der Gewerbesteuer befreit. 5 % des Veräußerungsgewinns gelten als nicht abzugsfähige Betriebsausgaben und unterliegen deshalb der Körperschaftsteuer (zuzüglich Solidaritätszuschlag) und der Gewerbesteuer. Veräußerungsverluste und andere Gewinnminderungen, die im Zusammenhang mit den veräußerten Aktien stehen, sind für körperschaft- oder gewerbesteuerliche Zwecke nicht abziehbar. Sonderregelungen für die Besteuerung von Gewinnen aus der Veräußerung von Streubesitzbeteiligungen existieren derzeit nicht. Insoweit wird immer wieder über eine mögliche Gesetzesänderung in der Zukunft diskutiert; ob und wann diese kommt, ist aber unklar.

(b) *Einzelunternehmer*

Gehören die Aktien zum Betriebsvermögen eines Einzelunternehmers, so unterliegen 60 % der Gewinne aus der Veräußerung der Aktien dem progressiven Einkommensteuertarif zuzüglich eines Solidaritätszuschlags in Höhe von 5,5 % darauf (sowie etwaiger Kirchensteuer). Veräußerungsverluste und mit solchen Veräußerungen in wirtschaftlichem Zusammenhang stehende Aufwendungen sind für Zwecke der Einkommensteuer lediglich zu 60 % steuerlich abzugsfähig. Nur 60 % der Veräußerungsgewinne unterliegen der Gewerbesteuer. Die Gewerbesteuer ist im Wege eines pauschalierten Anrechnungsverfahrens – abhängig von der Höhe des kommunalen Hebesatzes und den persönlichen Besteuerungsverhältnissen – vollständig oder teilweise auf die persönliche Einkommensteuer des Aktionärs anrechenbar.

(c) *Personengesellschaften*

Für einkommen- und körperschaftsteuerliche Zwecke werden Personengesellschaften grundsätzlich als transparent behandelt. Daher wird die Einkommen- oder Körperschaftsteuer nur auf Ebene des jeweiligen Gesellschafters erhoben, wobei die oben beschriebenen Regelungen zu einer unmittelbaren Beteiligung grundsätzlich entsprechend anwendbar sind. Gewerbesteuer wird hingegen auf der Ebene der Personengesellschaft erhoben, wenn die Aktien zu einer inländischen Betriebsstätte eines Gewerbebetriebs der Personengesellschaft gehören. Grundsätzlich unterliegen 60 % der Veräußerungsgewinne, die einer natürlichen Person als Gesellschafter zuzurechnen sind, und 5 % der Veräußerungsgewinne, die einer Körperschaft als Gesellschafter zuzurechnen sind, der Besteuerung. Veräußerungsverluste und andere Gewinnminderungen, die im Zusammenhang mit den veräußerten Aktien stehen, bleiben für Zwecke der Gewerbesteuer unberücksichtigt, wenn sie auf den Gewinnanteil einer Körperschaft entfallen, und werden im Rahmen allgemeiner Beschränkungen zu 60 % berücksichtigt, wenn sie auf den Gewinnanteil einer natürlichen Person entfallen.

Wenn der Gesellschafter der Personengesellschaft eine natürliche Person ist, wird die von der Personengesellschaft gezahlte, auf seinen Gewinnanteil entfallende Gewerbesteuer grundsätzlich nach einem pauschalierten Verfahren vollständig oder teilweise auf seine persönliche Einkommensteuer angerechnet.

18.3 BESTEUERUNG DER IM AUSLAND ANSÄSSIGEN AKTIONÄRE

18.3.1 Besteuerung von Dividenden

Nicht in Deutschland steuerlich ansässige Aktionäre, deren Aktien zu einer inländischen Betriebsstätte oder festen Einrichtung oder zu einem Betriebsvermögen gehören, für das im Inland ein ständiger Vertreter bestellt ist, werden mit ihren Dividenden in Deutschland steuerlich veranlagt. Insoweit gilt das entsprechend, was oben in Bezug auf in Deutschland steuerlich ansässige Aktionäre, deren Aktien Betriebsvermögen sind, dargestellt wurde (siehe „18.2 Besteuerung der in Deutschland ansässigen Aktionäre – 18.2.1 Besteuerung von Dividenden – 18.2.1(ii) Aktien im Betriebsvermögen“). Die einbehaltene und abgeführte Kapitalertragsteuer (einschließlich Solidaritätszuschlag) wird bei ihnen auf die Einkommen- oder Körperschaftsteuerschuld angerechnet oder in Höhe eines etwaigen Überhangs erstattet.

In allen sonstigen Fällen ist eine etwaige deutsche Steuerschuld für die Dividenden eines im Ausland ansässigen Aktionärs mit Einbehalt der Kapitalertragsteuer in Höhe von 25 %, zuzüglich eines Solidaritätszuschlages von 5,5 % (also insgesamt 26,375 %), abgegolten. Unter bestimmten Voraussetzungen können Aktionäre, bei denen es sich um Körperschaften handelt, eine Erstattung der Kapitalertragsteuer verlangen, soweit diese 15 % zuzüglich Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % darauf überschreitet.

Bei Dividenden, die an eine in einem anderen EU-Mitgliedstaat ansässige Kapitalgesellschaft im Sinne von Artikel 3 Abs. 1 Buchst. a der Mutter-Tochter-Richtlinie gezahlt werden – was u. a. eine unmittelbare Beteiligung von mindestens 10 % am Grundkapital der Gesellschaft voraussetzt –, wird die einbehaltene Kapitalertragsteuer auf Antrag unter bestimmten Voraussetzungen erstattet. Das Gleiche gilt, wenn die Dividenden an eine in einem anderen Mitgliedstaat der EU gelegene Betriebsstätte einer deutschen Muttergesellschaft ausgeschüttet werden.

Für Ausschüttungen an sonstige im Ausland steuerlich ansässige Aktionäre kann der Kapitalertragsteuersatz, wenn Deutschland mit dem Ansässigkeitsstaat des Aktionärs ein Doppelbesteuerungsabkommen abgeschlossen hat und wenn die Aktien weder zum Vermögen einer Betriebsstätte oder festen Einrichtung in Deutschland noch zu einem Betriebsvermögen, für das ein ständiger Vertreter in Deutschland bestellt ist, gehören, nach Maßgabe des Doppelbesteuerungsabkommens ermäßigt werden. Die Kapitalertragsteuerermäßigung wird grundsätzlich in der Weise gewährt, dass die Differenz zwischen der einbehaltenen Kapitalertragsteuer einschließlich des Solidaritätszuschlages und der nach dem einschlägigen Doppelbesteuerungsabkommen tatsächlich geschuldeten Kapitalertragsteuer (in der Regel 15 %) auf Antrag (auf amtlich vorgeschriebenem Vordruck) durch das Bundeszentralamt für Steuern (Hauptdienstsitz Bonn-Beuel, An der Kuppe 1, D-53225 Bonn, www.bzst.bund.de) erstattet wird. Formulare für das Erstattungsverfahren sind beim Bundeszentralamt für Steuern (unter der oben genannten Adresse) sowie bei den deutschen Botschaften und Konsulaten erhältlich.

Die Erstattung von Kapitalertragsteuer nach der Mutter-Tochter-Richtlinie sowie die vorgenannte Möglichkeit der Erstattung der Kapitalertragsteuer unter Anwendung eines Doppelbesteuerungsabkommens hängen davon ab, dass bestimmte weitere Bedingungen (insbesondere sog. Substanzerfordernisse) erfüllt werden.

18.3.2 Besteuerung des Veräußerungsgewinns

Veräußerungsgewinne, die von nicht in Deutschland steuerlich ansässigen Aktionären erzielt werden, unterliegen der deutschen Steuer nur, wenn der veräußernde Aktionär eine Qualifizierte Beteiligung an der Gesellschaft hält oder die Aktien zu einer inländischen Betriebsstätte oder festen Einrichtung oder zu einem Betriebsvermögen gehören, für das ein ständiger Vertreter in Deutschland bestellt ist. Die meisten Doppelbesteuerungsabkommen sehen allerdings in den Fällen einer Qualifizierten Beteiligung eine teilweise oder vollständige Befreiung von der deutschen Besteuerung vor. Im Falle einer Inländischen Zahlstelle ist grundsätzlich Kapitalertragsteuer in Höhe von 25 % (zuzüglich Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5 % darauf, insgesamt somit 26,375 %) einzubehalten. Wenn jedoch (i) die Veräußerungsgewinne in Deutschland steuerbar sind und die Aktien nicht zu einer inländischen Betriebsstätte oder festen Einrichtung oder zu einem Betriebsvermögen gehören, für das ein ständiger Vertreter in Deutschland bestellt ist, und (ii) eine Inländische Zahlstelle vorliegt, ist die Inländische Zahlstelle nach einem Schreiben des Bundesministeriums für Finanzen vom 18. Januar 2016 bei Vorlage einer Ansässigkeitsbescheinigung nicht verpflichtet, die Kapitalertragsteuer (zuzüglich Solidaritätszuschlag darauf) einzubehalten. Im Fall einer Qualifizierten Beteiligung müssen Veräußerungsgewinne in einer Steuererklärung erklärt werden und werden – für den Fall, dass keine Befreiung nach einem Doppelbesteuerungsabkommen oder nach inländischem Recht greift – (teilweise) im Wege der Veranlagung besteuert.

Für Gewinne oder Verluste aus der Veräußerung von Aktien, die zu einer inländischen Betriebsstätte oder festen Einrichtung oder zu einem Betriebsvermögen gehören, für das ein ständiger Vertreter in Deutschland bestellt ist, gilt das oben für in Deutschland steuerlich ansässige Aktionäre, deren Aktien Betriebsvermögen sind, Dargestellte entsprechend (siehe „18.2 Besteuerung der in Deutschland ansässigen Aktionäre – 18.2.2 Besteuerung von Veräußerungsgewinnen – 18.2.2.(ii) Aktien im Betriebsvermögen“). Eine Abstandnahme vom Kapitalertragsteuerabzug durch eine Inländische Zahlstelle setzt voraus, dass der Aktionär auf amtlich vorgeschriebenen Vordruck gegenüber der Inländischen Zahlstelle erklärt, dass die Aktien zu einem inländischen Betriebsvermögen gehören und bestimmte weitere Voraussetzungen erfüllt werden.

18.4 ERBSCHAFT- UND SCHENKUNGSTEUER

Die Übertragung von Aktien im Wege der Erbfolge oder Schenkung wird grundsätzlich nur bei Erfüllung von mindestens einer der folgenden Voraussetzungen der deutschen Erbschaft- oder Schenkungsteuer unterworfen:

(i) der Erblasser, der Schenker, der Erbe, der Beschenkte oder ein sonstiger Begünstigter hat seinen Wohnsitz, gewöhnlichen Aufenthalt, Geschäftsleitung oder Sitz zum Zeitpunkt der Übertragung der Aktien in Deutschland oder hat sich als deutscher Staatsangehöriger nicht länger als fünf Jahre dauernd im Ausland aufgehalten, ohne im Inland einen Wohnsitz zu haben (im Falle eines Aufenthalts in den USA verlängert sich der Zeitraum auf zehn Jahre); oder

(ii) die Aktien gehörten beim Erblasser oder Schenker zu einem Betriebsvermögen, für das in Deutschland eine Betriebstätte unterhalten wurde oder ein ständiger Vertreter bestellt war; oder

(iii) der Erblasser war zur Zeit des Erbfalls oder der Schenker zur Zeit der Schenkung entweder allein oder zusammen mit anderen ihm nahestehenden Personen i.S.d. § 1 Abs. 2 Außensteuergesetz in der jeweils geltenden Fassung unmittelbar oder mittelbar zu mindestens 10 % am Grundkapital der Gesellschaft beteiligt.

Die wenigen deutschen Doppelbesteuerungsabkommen zur Erbschaft- und Schenkungsteuer sehen üblicherweise vor, dass deutsche Erbschaft- oder Schenkungsteuer nur in der Fallgruppe (i) und mit gewissen Einschränkungen auch in der Fallgruppe (ii) erhoben werden kann. Gegebenenfalls nachteilige Sonderregelungen gelten insbesondere für bestimmte außerhalb Deutschlands lebende deutsche Staatsangehörige und ehemalige deutsche Staatsangehörige.

18.5 ANDERE STEUERN

Im Allgemeinen fallen beim Erwerb, der Veräußerung oder sonstigen Übertragungen von Aktien keine anderen Steuern (Umsatzsteuer, Kapitalverkehrsteuer, Stempelsteuer oder ähnliche Steuer) an. Unternehmer können jedoch für grundsätzlich steuerbefreite Umsätze mit Aktien zur Umsatzsteuer optieren, wenn der Umsatz an einen anderen Unternehmer für dessen Unternehmen ausgeführt wird. Vermögensteuer wird in Deutschland derzeit nicht erhoben.

19 GLOSSAR

2P-Reserven	<i>Proven and probable reserves</i> – Nachgewiesene und wahrscheinliche Gasreserven
Abspaltungs- und Übernahmevertrag	Der zwischen der E.ON SE und der Gesellschaft am 18. April 2016 vor dem Notar Dr. Armin Hauschild mit Amtssitz in Düsseldorf geschlossene, notariell beurkundete Abspaltungs- und Übernahmevertrag
Abspaltungstichtag	1. Januar 2016, 0.00 Uhr (MEZ)
ACER	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> – EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden
ACM	<i>Autoriteit Consument en Markt</i> – Niederländische Behörde für Verbraucher und Märkte
Adjusted EBIT	Um nicht operative Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern
Adjusted EBITDA	Um wirtschaftliche Abschreibungen bzw. Zuschreibungen bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen
Adjusted FFO	Bereinigte „ <i>Funds from Operations</i> “ (FFO)
ADR	<i>American Depositary Receipts</i> – auf US-Dollar lautende, von US-amerikanischen Depotbanken in den USA ausgegebene Aktienzertifikate auf ausländische Aktien
AktG	Aktiengesetz
Aktien	Nennwertlose auf den Namen lautenden Stückaktien der Gesellschaft mit einem anteiligen Betrag am Grundkapital von 1,70 € je Stückaktie und mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016
ANEEL	<i>Agência Nacional de Energia Elétrica</i> – Brasilianische nationale Agentur für Elektroenergie
AtG	Atomgesetz
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BaFin	Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht
BBergG	Bundesberggesetz
BBL	Gaspipeline zwischen Balgzand, Niederlande, und Bacton, Großbritannien
BEIS	<i>Department for Business, Energy and Industrial Strategy</i> – Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriepolitik Großbritannien
Betrieb JadeWeserPort	Land Niedersachsen, Betrieb gewerblicher Art „JadeWeserPort“
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Einschlägige Verordnungen zum BImSchG
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BRM	Bezirksregierung Münster

BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BVT	Beste verfügbare Technik
CAGR	<i>Compound annual growth rate</i> – jährliche Wachstumsrate
CCEE	<i>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</i> – Brasilianische Kammer für Energiekommerzialisierung
CCO	<i>Chief Commercial Officer</i> – Mitglied des Vorstands mit Aufgabenschwerpunkt Marketing, Vertrieb und Einkauf
CEO	<i>Chief Executive Officer</i> – Vorsitzender des Vorstands
CFO	Chief Financial Officer – Finanzvorstand
Clearing	Finanzieller Abwicklungsprozess (zentrale Feststellung und Verrechnung gegenseitiger Forderungen)
Clearstream	Clearstream Banking AG
CO₂	Kohlenstoffdioxid
CO₂-Zertifikat	CO ₂ -Emissionsrechte
COO	<i>Chief Operating Officer</i> – Mitglied des Vorstands mit Aufgabenschwerpunkt Leitung, Steuerung und Organisation der Betriebsprozesse
CRE	<i>Autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz</i> – Französische nationale Regulierungsbehörde für Energie
CREG	<i>Commissie voor de Regulering van de Elektriciteit en het Gas</i> – Belgische Kommission für die Regulierung von Strom und Gas
D&O Versicherung	Vermögensschadenhaftpflichtversicherung für <i>Directors & Officers</i> , die Versicherungsschutz für die Mitglieder von Organen bei Inanspruchnahme aufgrund von Schäden gewährt, die sie durch eine Pflichtverletzung verursacht haben und für die sie zusätzlich persönlich einstehen müssen.
Datteln 4	Steinkohlekraftwerk, das die Uniper Kraftwerke GmbH derzeit in Datteln, Deutschland errichtet
DCGK	Deutscher Corporate Governance Kodex
Dienstleistungsvereinbarung	Dienstleistungsvereinbarung zwischen der Gesellschaft, der Uniper Beteiligungs GmbH und der Uniper Holding GmbH, aufgrund derer die Gesellschaft und die Uniper Beteiligungs GmbH bestimmte Dienstleistungen an die Uniper Holding GmbH erbringen.
DPMS	<i>Dogovor predostavleniya moschnosti</i> – Russisches Förderprogramm für neue Erzeugungsanlagen
E.ON 2.0	Restrukturierungs- und Kostensenkungsprogramm des E.ON- Konzerns ab dem Jahr 2011
E.ON LTI	Long Term Incentive Programm der E.ON SE
E.ON Marken	Verschiedener Markeneintragungen, die den Begriff „E.ON“ bzw. „e.on“ betreffen
E.ON-Konzern	E.ON SE, Düsseldorf gemeinsam mit ihren direkten und indirekten Tochtergesellschaften
EBIT	<i>Earnings before interest and taxes</i> – Unbereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern

EBITDA	<i>Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization</i> – Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen
EBS	E.ON Business Services GmbH
ECC	European Commodity Clearing AG
EDF	Électricité de France S.A
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EFET-Standardvertrag	Standard Handelsrahmenvertrag der <i>European Federation of Energy Traders</i>
EKW	E.ON Kraftwerke GmbH
Elektrizitätsrichtlinie	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
EMIR	Verordnung (EU) Nr. 648/2012 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 über OTC-Derivate, zentrale Gegenparteien und Transaktionsregister
Energieeffizienzrichtlinie	Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG
Energieminister Großbritannien ..	Minister für Energie und Klimawandel in der Regierung von Großbritannien
ENEVA	ENEVA S.A
ENTSO-E	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> – Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber
ENTSO-G	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> – Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Erdgaszugangsverordnung	Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005
Ergänzungsbetrag	Gemäß schwedischem Recht zu leistende Sicherheiten für Kosten von abgebrannten Nuklearabfällen infolge ungeplanter Ereignisse
ESMA	<i>European Securities and Markets Authority</i> – Europäische Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde
EU	Europäische Union
EU ETS	<i>European Union Emissions Trading System</i> – Europäisches Emissionsrechtehandelssystem
EUA	<i>EU-Allowances</i> – EU-Emissionszertifikate
EU-Kommission	Europäische Kommission
FFO	<i>Funds from Operations</i> – Um bestimmte Faktoren bereinigter Cashflow aus der Geschäftstätigkeit
Finanzierungsbetrag	Gemäß schwedischem Recht zu leistende Sicherheiten für Kosten von abgebrannten Nuklearabfälle

Französischer Energiekodex	Französischer <i>Code de l'énergie</i>
FS	<i>Financial Services</i> – Rechnungswesen
FTS	Finanztransaktionssteuer
GAAP-Kennzahlen	Kennzahlen gemäß <i>Generally Accepted Accounting Principles</i>
Gasgesetz Großbritannien	Gasgesetz 1986 (<i>Gas Act 1986</i> – Gasgesetz für Großbritannien von 1986) in der jeweils gültigen Fassung
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
Gasrichtlinie	Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG
GEMA	<i>Gas and Electricity Markets Authority</i> – Gas- und Elektrizitätsmarktbehörde Großbritannien
Gesellschaft	Uniper SE, Düsseldorf, Deutschland
GFURA	<i>Lag om finansiella åtgärder för hanteringen av restprodukter från kärnteknisk verksamhet</i> – Schwedisches Gesetz zur Finanzierung des Umgangs mit Reststoffen aus nuklearen Aktivitäten
GW	Gigawatt
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde
Hedging-Geschäfte	Absicherungsgeschäfte
HGB	Handelsgesetzbuch
HR	<i>Human Resources</i> – Personalwesen
HSSE	<i>Health, Safety, Security and Environment</i> – Risiken für Gesundheit und Arbeitsschutz, die Umwelt, die Geschäftskontinuität und das Krisenmanagement sowie Informationssicherheit
HUPX	<i>Hungarian Power Exchange</i> – Ungarische Strombörse
IAS	<i>International Accounting Standard</i> – internationale Rechnungslegungsstandards
ICC	International Chamber of Commerce – Internationale Handelskammer
ICE	Intercontinental Exchange
IEA	<i>International Energie Agency</i> – Internationale Energieagentur
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i> – internationale Rechnungslegungsvorschriften
IFRS IC	<i>International Financial Reporting Interpretations Committee</i> – Komitee mit der Aufgabe die IFRS und einzelne IAS auszulegen
Industrieemissionsrichtlinie	Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung)
Inländische Zahlstelle	Inländisches Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstitut (einschließlich inländische Zweigstelle eines ausländischen Kredit- oder Finanzdienstleistungsinstituts), inländisches Wertpapierhandelsunternehmen oder inländische Wertpapierhandelsbank, welches die Aktien verwahrt oder

	verwaltet oder die Veräußerung der Aktien durchgeführt und den Erlös auszahlt oder gutschreibt
ISDA	International Swaps and Derivates Association
ISIN	<i>International Securities Identification Number</i> – Internationale Wertpapieridentifikationsnummer
InsO	Insolvenzordnung
ISOs	<i>Independent System Operators</i> – Verantwortliche Organisationen für die Elektrizitätsversorgung in den USA
IT	Informationstechnologie
IWF	Internationaler Währungsfonds
J.P. Morgan	J.P. Morgan Securities plc, London, Großbritannien
JadeWeserPort	Container-Tiefwasserseehafen an dem Großschifffahrtsweg Jade in Wilhelmshafen
JadeWeserPort Marketing	Container Terminal Wilhelmshafen JadeWeserPort-Marketing GmbH & Co. KG
Javelin	Javelin Global Commodities Holdings LLP
KAF	<i>Kärnavfallsfonden</i> – Schwedischer Fond für nukleare Abfälle
KFK	Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs
Kombinierter Abschluss	Der geprüfte kombinierte Abschluss der Uniper SE für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre
Konsolidierter Zwischenabschluss	Der ungeprüfte verkürzte konsolidierte Zwischenabschluss der Uniper SE für den zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum
Kostenübernahmevereinbarungen	Vereinbarungen zwischen der Uniper Beteiligungs GmbH und der E.ON SE und zwischen der Uniper SE und der E.ON Beteiligungen GmbH
KWG	Kreditwesengesetz
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
Listing Agents	J.P. Morgan und Morgan Stanley
LNG	<i>Liquefied Natural Gas</i> – verflüssigtes Erdgas
LTI	<i>Long-Term-Incentive Plan</i> – Langfristiger Leistungsanreiz
m³	Kubikmeter
Marktmissbrauchsrichtlinie	Zwischenzeitlich aufgehobenen Richtlinie 2003/6/EG über Insidergeschäfte und Marktmanipulation
Marktmissbrauchsverordnung	Verordnung (EU) Nr. 596/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. April 2014 über Marktmissbrauch
Markttransparenzstelle	Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas bei der BNetzA
MEON	MEON Pensions GmbH & Co. KG
Mietvertrag	Vertrag zwischen der Uniper Energy Storage GmbH und dem Eigentümer über die Miete von Gaskavernen

MiFID	Richtlinie 2004/39/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 21. April 2004 über Märkte für Finanzinstrumente, zur Änderung der Richtlinien 85/611/EWG und 93/6/EWG des Rates und der Richtlinie 2000/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Aufhebung der Richtlinie 93/22/EWG des Rates
MiFID II	Richtlinie 2014/65/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente sowie zur Änderung der Richtlinien 2002/92/EG und 2011/61/EU
MiFIR	Verordnung (EU) Nr. 600/2014 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 15. Mai 2014 über Märkte für Finanzinstrumente und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 648/2012
MME	<i>Ministério de Minas e Energia</i> – Brasilianisches Bundesministerium für Bergbau und Energie
Morgan Stanley	Morgan Stanley Bank AG, Frankfurt, Deutschland
MSR	Marktstabilisierungsreserve
Mutter-Tochter-Richtlinie	Richtlinie 2011/96/EU des Rates vom 30. November 2011 über das gemeinsame Steuersystem der Mutter- und Tochtergesellschaften verschiedener Mitgliedstaaten
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NachhaftungsG-Entwurf	Entwurf eines deutschen Gesetzes zur Nachhaftung für Rückbau- und Entsorgungskosten im Kernenergiebereich vom 9. November 2015 (Bundestagsdrucksache 18/6615)
Nebentätigkeitsausnahme	Ausnahme vom Anwendungsbereich der MiFID II für bestimmte Unternehmen
NEC-Richtlinie	<i>National Emission Ceilings</i> – Richtlinie über die Verringerung der nationalen Emissionen bestimmter Luftschadstoffe und zur Änderung der Richtlinie 2003/35/EG vom 18. Dezember 2013
Niederländisches Gasgesetz	Niederländisches <i>Gaswet</i>
Niederländisches Stromgesetz ...	Niederländisches <i>Electriciteitswet 1998</i>
Non-GAAP-Kennzahlen	Nicht in Übereinstimmung mit den IFRS oder dem HGB erstellte und verwendete Kennzahlen
OCFbIT	<i>Operating cashflow before interest and taxes</i> – Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern
OECD	<i>Organisation for Economic Co-operation and Development</i> – Organisation für wirtschaftliche Entwicklung und Zusammenarbeit
Ofgem	<i>Office of Gas and Electricity Markets</i> – Amt für Gas- und Strommärkte Großbritannien
ONS	<i>Operador Nacional do Sistema</i> – Netzbetreiber des Nationalen Elektrizitätssystems Brasiliens
OPAL	Ostseepipeline-Anbindungsleitung, Europas größte Nord-West Erdgaspipeline
OTC	<i>Over-the-Counter</i> – außerbörslicher Handel
OVG Münster	Oberverwaltungsgericht Münster

PEGI	PEG Infrastruktur AG, Zug, Schweiz
PreussenElektra	PreussenElektra GmbH
Prospekt	Wertpapierprospekt vom 2. September 2016
PwC	PricewaterhouseCoopers Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Aktiengesellschaft
Qualifizierte Beteiligung	Beteiligung des Aktionärs oder im Falle eines unentgeltlichen Erwerbs seines Rechtsvorgängers zu irgendeinem Zeitpunkt während der der Veräußerung vorangegangenen fünf Jahre in Höhe von mindestens 1 % unmittelbar oder mittelbar am Grundkapital der Gesellschaft
REMIT-Verordnung	Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts
Richtlinienentwurf	Vorschlag der EU-Kommission für eine Richtlinie betreffend einer gemeinsamen Finanztransaktionssteuer vom 14. Februar 2013
RSV	Schwedische Reichsschuldenverwaltung
RVR	Regionalverband Ruhr
Satzung	Satzung der Gesellschaft in ihrer aktuell gültigen Fassung
SE	Europäische Aktiengesellschaft (<i>Societas Europaea</i>)
SEAG	Gesetz zur Ausführung der Verordnung (EG) Nr. 2157/2001 des Rates vom 8. Oktober 2001 über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE) (SE-Ausführungsgesetz)
SEBG	Gesetz über die Beteiligung der Arbeitnehmer in einer Europäischen Gesellschaft
SEK	Schwedische Kronen
Seveso-III-Richtlinie	Richtlinie 2012/18/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2012 zur Beherrschung der Gefahren bei schweren Unfällen mit gefährlichen Stoffen, zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinie 96/82/EG des Rates
SE-VO	Verordnung (EG) Nr. 2157/2001 des Rates vom 8. Oktober 2001 über das Statut der Europäischen Gesellschaft (SE)
SKB AB	Svensk Kärnbränslehantering AB
SNGP	OAQ Severneftegazprom
Sommerpaket	Vorschläge zur Schaffung neuer Möglichkeiten für die Energieverbraucher, zur Umgestaltung des europäischen Strommarkts, zur Aktualisierung der Energieverbrauchskennzeichnung und zur Überprüfung des Emissionshandelssystems der EU durch die EU-Kommission aus dem Jahr 2015
SoS-Verordnung	Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates
Spaltungskapitalerhöhung	Sachkapitalerhöhung zur Durchführung der Abspaltung
SSM	<i>Strålsäkerhetsmyndigheten</i> – Schwedische Strahlenschutzbehörde
Standard & Poor's	Standard & Poor's Credit Market Services Europe Limited

Stromgesetz Großbritannien	<i>Electricity Act 1989</i> – Gesetz für den Stromsektor in England, Wales und Schottland in der jeweils gültigen Fassung
Stromhandelsverordnung	Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TEHG	Umwelt- und planungsrechtliche Regelungen, insbesondere das BImSchG sowie Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
Teilnehmende Mitgliedstaaten	Belgien, Deutschland, Estland, Frankreich, Griechenland, Italien, Österreich, Portugal, die Slowakische Republik, Slowenien und Spanien
TenneT	TenneT TSO GmbH
TPS	<i>Third Party Services</i> – Drittkundengeschäft Energiedienstleistungen der Uniper Gruppe
Trader	AO Gazprom YRGM Development
Transitional Service Agreements	Übergangsvereinbarungen zwischen der Uniper Gruppe und dem E.ON-Konzern zur Erbringung von bestimmten Leistungen
Transparenz-Verordnung	Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates
TSR	<i>Total Shareholder Return</i> – Aktienrendite
TTF	<i>Title Transfer Facility</i> – niederländischer Gasgroßhandelsmarkt
TWh	Terrawattstunde
UCSA	Umbrella Collateral Support Agreement
UES	<i>Unified Energy System</i> – Zentrales russisches Übertragungsnetz
UGC	Uniper Global Commodities SE
Umweltbestimmungen England & Wales	Bestimmungen für Umweltrechtliche Genehmigungen (England und Wales) 2010 (<i>Environmental Permitting (England and Wales) Regulations 2010</i>)
UmwelthG	Umwelthaftungsgesetz
Umweltschutzänderungsgesetz	Russisches Föderales Gesetz „Über die Änderung des Gesetzes über den Umweltschutz“ vom 21. Juli 2014
UmwG	Umwandlungsgesetz
UmwRG	Umweltrechtsbehelfsgesetz
Ungarische Regulierungsbehörde	<i>Magyar Energetikai és Közműszabályozási Hivatal</i> - Ungarische Regulierungsbehörde
Ungarisches Gasgesetz	<i>2008. évi XL. törvény a földgázellátásról</i> – Ungarisches Gasversorgungsgesetz Nr. XL aus 2008
Ungarisches Stromgesetz	<i>2007. évi LXXXVI. törvény a villamos energiáról</i> – Ungarisches Stromgesetz

Ungarisches	
Umweltschutzgesetz	<i>1995. évi LIII. törvény a környezet védelmének általános szabályairól</i> – Ungarisches Umweltschutzgesetz
Uniper Gruppe	Uniper SE gemeinsam mit ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften
Uniper-Beteiligungsvereinbarung .	Vereinbarung über die Beteiligung der Arbeitnehmer in der Gesellschaft nach dem SEBG vom 12. Januar 2016
Uniper-SNET	Uniper-Société Nationale d'Electricité et de Thermique
Untermietvertrag	Hohlraumüberlassungsvertrag zwischen der Uniper Energy Storage GmbH und einer Drittpartei für Erdgasspeicher
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
UTG	Uniper Technologies GmbH
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VEBA	Vereinigte Elektrizitäts- und Bergwerks- Aktiengesellschaft
VG	Verwaltungsgericht
VIAG	Vereinigte Industrieunternehmungen AG
VNG	Verbundnetz Gas
Wabo	<i>Wet algemene bepalingen omgevingsrecht</i> – Niederländisches Allgemeines Umweltgesetz
Wasserrahmenrichtlinie	Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik
WHG	Wasserhaushaltsgesetz
WKN	Wertpapierkennnummer
WpHG	Wertpapierhandelsgesetz
WpPG	Wertpapierprospektgesetz
WpÜG	Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz

20. FINANZTEIL

Verkürzter Konsolidierter Zwischenabschluss der Uniper SE (IFRS) für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2016 (ungeprüft)

Gewinn- und Verlustrechnung	F-3
Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	F-4
Bilanz	F-5
Kapitalflussrechnung	F-6
Entwicklung des Konzerneigenkapitals	F-8
Anhang zum verkürzten konsolidierten Zwischenabschluss	F-10

Kombinierter Abschluss der Uniper SE (IFRS) für die zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 endenden Geschäftsjahre (geprüft)

Kombinierte Gewinn- und Verlustrechnung	F-32
Kombinierte Aufstellung der im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen	F-33
Kombinierte Bilanz	F-34
Kombinierte Kapitalflussrechnung	F-36
Kombinierte Entwicklung des Eigenkapitals (Nettovermögens)	F-38
Anhang zum Kombinierten Abschluss	F-40
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	F-151

Jahresabschluss der Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH) (HGB) für das zum 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr (geprüft)

Bilanz	F-154
Gewinn- und Verlustrechnung	F-155
Kapitalflussrechnung	F-156
Eigenkapitalveränderungsrechnung	F-157
Anhang	F-158
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	F-167

Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das zum 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr (geprüft)

Bilanz	F-169
Gewinn- und Verlustrechnung	F-170
Anhang	F-171
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	F-185
Zusätzliche Abschlusselemente für das Geschäftsjahr 2014	F-186
Kapitalflussrechnung	F-187
Eigenkapitalveränderungsrechnung	F-188
Bescheinigung für Kapitalflussrechnung und Eigenkapitalveränderungsrechnung	F-189

Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das zum 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr (geprüft)

Bilanz	F-191
Gewinn- und Verlustrechnung	F-192
Anhang	F-193
Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers	F-209
Zusätzliche Abschlusselemente für das Geschäftsjahr 2013	F-210
Kapitalflussrechnung	F-211
Eigenkapitalveränderungsrechnung	F-212
Bescheinigung für Kapitalflussrechnung und Eigenkapitalveränderungsrechnung	F-213

**Verkürzter Konsolidierter Zwischenabschluss
der Uniper SE (IFRS) für den Zeitraum
vom 1. Januar bis 30. Juni 2016**

Gewinn- und Verlustrechnung des Uniper-Konzerns

in Mio €	Anhang	2. Quartal		1. Halbjahr	
		2016	2015	2016	2015
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		13.886	20.627	33.581	45.026
Strom- und Energiesteuern		-123	-63	-254	-115
Umsatzerlöse	(15),(16)	13.763	20.564	33.327	44.911
Bestandsveränderungen		5	27	-8	35
Andere aktivierte Eigenleistungen		5	-6	9	3
Sonstige betriebliche Erträge		476	1.369	4.791	4.156
Materialaufwand	(5),(15)	-12.911	-19.892	-30.998	-43.117
Personalaufwand		-298	-323	-564	-603
Abschreibungen	(8)	-3.063	-348	-3.275	-645
Sonstige betriebliche Aufwendungen		-2.296	-1.483	-6.810	-4.640
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen . . .		21	37	57	65
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern		-4.298	-55	-3.471	165
Finanzergebnis	(6)	-227	47	-364	-44
<i>Beteiligungsergebnis</i>		2	4	11	4
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche</i> <i>Erträge</i>		30	8	69	96
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-259	35	-444	-144
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag		-6	-6	-50	-24
Konzernüberschuss/-fehlbetrag		-4.531	-14	-3.885	97
<i>Anteil der Gesellschafter der Uniper SE</i>		-4.523	-4	-3.871	98
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		-8	-10	-14	-1
in €					
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der Uniper SE) – unverwässert und verwässert . . .	(7)				
aus fortgeführten Aktivitäten		-26,61	-0,02	-22,77	0,59
aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,00	0,00	0,00	0,00
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag		-26,61	-0,02	-22,77	0,59

Aufstellung der im Konzerneigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen des Uniper-Konzerns

in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2016	2015	2016	2015
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-4.531	-14	-3.885	97
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	-239	282	-651	100
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	—	3	—	-9
Ertragsteuern	-20	-56	-7	-17
Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden	-259	229	-658	74
Cashflow Hedges	-4	-4	-15	-10
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-1	-2	-5	-6
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-3	-2	-10	-4
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-4	-5	-5	5
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-4	-5	-5	5
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	—	—	—	—
Währungsumrechnungsdifferenz	173	47	247	910
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	173	47	247	910
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	—	—	—	—
At equity bewertete Unternehmen	21	5	129	28
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	21	5	36	28
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	—	—	93	—
Ertragsteuern	12	1	14	3
Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- und Verlustrechnung umgliedert werden	198	44	370	936
Summe der direkt im Eigenkapital erfassten Erträge und Aufwendungen	-61	273	-288	1.010
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	-4.592	259	-4.173	1.107
<i>Anteil der Gesellschafter der Uniper SE</i>	-4.563	271	-4.025	1.030
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	-29	-12	-148	77

Bilanz des Uniper-Konzerns

in Mio €

	Anhang	30.6.2016	31.12.2015	1.1.2015
Aktiva				
Goodwill		2.628	2.555	4.911
Immaterielle Vermögenswerte		1.966	2.159	2.436
Sachanlagen	(8)	11.274	14.297	15.717
At equity bewertete Unternehmen	(3),(9)	840	1.136	1.401
Sonstige Finanzanlagen	(9)	530	558	927
<i>Beteiligungen</i>		381	369	743
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		149	189	184
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		2.983	3.029	4.104
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte		4.315	4.687	3.158
Ertragsteueransprüche		9	9	14
Aktive latente Steuern		1.031	1.031	1.355
Langfristige Vermögenswerte		25.576	29.461	34.023
Vorräte		1.451	1.734	2.297
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte		950	8.359	11.475
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(16)	14.141	23.085	23.205
Ertragsteueransprüche		299	296	206
Liquide Mittel		536	360	412
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		7	60	72
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		1	1	—
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		528	299	340
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(3)	32	228	2
Kurzfristige Vermögenswerte		17.409	34.062	37.597
Summe Aktiva		42.985	63.523	71.620
Passiva				
Gezeichnetes Kapital	(10)	290	—	—
Kapitalrücklage	(10)	4.188	—	—
Gewinnrücklagen		185	18.684	25.967
Kumuliertes Other Comprehensive Income		-1.818	-4.223	-3.550
Anteil der Gesellschafter der Uniper SE		2.845	14.461	22.417
Anteile ohne beherrschenden Einfluss ¹⁾	(1)	8.222	540	302
Eigenkapital		11.067	15.001	22.719
Finanzverbindlichkeiten		1.080	2.296	5.175
Betriebliche Verbindlichkeiten		4.578	3.781	2.460
Ertragsteuern		—	—	—
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(11)	1.175	796	1.773
Übrige Rückstellungen	(16)	6.562	5.809	5.057
Passive latente Steuern		1.705	1.622	1.966
Langfristige Schulden		15.100	14.304	16.431
Finanzverbindlichkeiten		1.310	10.551	8.161
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(16)	13.681	20.642	21.563
Ertragsteuern		300	338	323
Übrige Rückstellungen		1.527	2.569	2.423
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(3)	—	118	—
Kurzfristige Schulden		16.818	34.218	32.470
Summe Passiva		42.985	63.523	71.620

1) siehe hierzu auch die Entwicklung des Konzerneigenkapitals

Kapitalflussrechnung des Uniper-Konzerns

1. Halbjahr
in Mio €

	2016	2015
Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-3.885	97
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	3.275	645
Veränderung der Rückstellungen	-1	101
Veränderung der latenten Steuern	42	-84
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-27	-252
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-383	-7
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	138	-6
<i>Beteiligungen</i>	-521	-1
<i>Wertpapiere (>3 Monate)</i>	—	—
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte, Verbindlichkeiten und		
Ertragsteuern	2.931	1.801
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	471	933
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	3.523	3.743
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	4.527	3.170
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	-333	-1.218
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-5.257	-4.827
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)¹⁾	1.952	2.301
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	1.175	194
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	5	7
<i>Beteiligungen</i>	1.170	187
Auszahlungen für Investitionen	-292	-418
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-241	-368
<i>Beteiligungen</i>	-51	-50
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie		
Finanzforderungen und Festgeldanlagen	845	253
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie		
Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-783	-516
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer		
Verfügungsbeschränkung unterliegen	—	—
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	945	-487
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ²⁾	127	-3
Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern ³⁾	-2.233	-2.317
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	—	—
Veränderung der Finanzverbindlichkeiten ⁴⁾	-600	583
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.706	-1.737
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und		
Zahlungsmitteläquivalente	191	77
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und		
Zahlungsmitteläquivalente	38	51
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	299	340
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Quartalsende	528	468
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit		
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-12	-101
Gezahlte Zinsen	-215	-92
Erhaltene Zinsen	45	53
Erhaltene Dividenden	12	16

1) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow enthält Textziffer 15.

2) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten.

3) Die Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern umfassen im Wesentlichen Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge und die Finanzierung mit dem E.ON-Konzern.

4) Die Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten im ersten Halbjahr des Jahres 2016 betragen 468 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 808 Mio €), die Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten beliefen sich auf -1.068 Mio € im ersten Halbjahr des Jahres 2016 (erstes Halbjahr 2015: -225 Mio €).

[DIESE SEITE WURDE ABSICHTLICH FREIGELASSEN]

Entwicklung des Konzerneigenkapitals

in Mio €	Gezeichnetes Kapital	Kapitalrücklage	Gewinn- rücklagen	Kumuliertes Other Comprehensive Income		
				Differenz aus der Währungs- umrechnung	Weiter- veräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar						
2015	0	0	25.967	-3.977	508	-81
Kapitalerhöhung						
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			0			
Entnahmen/Einlagen			-343			
Comprehensive Income			171	859	4	-4
<i>Konzernüberschuss/- fehlbetrag</i>			98			
<i>Other Comprehensive Income</i>			73	859	4	-4
<i>Neubewertungen von leis- tungsorientierten Versorgungsplänen</i> ...			73			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				859	4	-4
Stand zum 30. Juni 2015 ...	0	0	25.795	-3.118	512	-85
Stand zum 1. Januar						
2016	0	0	18.684	-4.251	87	-59
Aufteilung der						
Gewinnrücklagen gemäß						
rechtlicher Struktur	283	4.068	-4.351			
Darstellung der Anteile ohne						
beherrschenden Einfluss						
gemäß rechtlicher						
Struktur			-9.968	2.268	-46	31
Kapitalerhöhung	7	120				
Kapitalherabsetzung						
Dividenden			0			
Entnahmen/Einlagen			-3			
Comprehensive Income			-4.177	119	-2	35
<i>Konzernüberschuss/- fehlbetrag</i>			-3.871			
<i>Other Comprehensive Income</i>			-306	119	-2	35
<i>Neubewertungen von leis- tungsorientierten Versorgungsplänen</i> ...			-306			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>				119	-2	35
Stand zum 30. Juni 2016 ...	290	4.188	185	-1.864	39	7

1) Mit Wirksamwerden der Abspaltung werden diese Anteile ohne beherrschenden Einfluss in das auf die Gesellschafter der Uniper SE entfallende Eigenkapital umgliedert. Für weitere Informationen siehe auch Textziffer 1.

<u>Anteile der Gesellschafter der Uniper SE</u>	<u>Darstellung der Anteile ohne beherrschenden Einfluss der Uniper Beteiligungs GmbH¹⁾</u>	<u>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</u>	<u>Summe der Anteile ohne beherrschenden Einfluss</u>	<u>Summe</u>
22.417	0	302	302	22.719
0			0	0
0		-3	-3	-3
0		-44	-44	-44
-343			0	-343
1.030		77	77	1.107
98		-1	-1	97
932		78	78	1.010
73		1	1	74
859		77	77	936
<u>23.104</u>	<u>0</u>	<u>332</u>	<u>332</u>	<u>23.436</u>
14.461	0	540	540	15.001
0			0	0
-7.715	7.715		7.715	0
127	145		145	272
0			0	0
0		-26	-26	-26
-3	-4		-4	-7
-4.025	-175	27	-148	-4.173
-3.871		-14	-14	-3.885
-154	-175	41	-134	-288
-306	-348	-4	-352	-658
152	173	45	218	370
<u>2.845</u>	<u>7.681</u>	<u>541</u>	<u>8.222</u>	<u>11.067</u>

Anhang

(1) Allgemeine Grundlagen

Erstmaliger Konzernzwischenabschluss der Uniper SE

Ende November 2014 hat die E.ON SE, Düsseldorf, ihren Plan bekannt gegeben, das E.ON-Segment Erzeugung (mit Ausnahme des deutschen Kernenergiegeschäfts sowie der damit zusammenhängenden Aktivitäten), die E.ON-Fokusregion Russland, das E.ON-Segment Globaler Handel, die russischen E.ON-Geschäftsaktivitäten des E.ON-Segments Exploration & Produktion, das E.ON-Geschäftsfeld Wasserkraft und die brasilianischen E.ON-Geschäftsaktivitäten des E.ON-Segments Weitere Nicht-EU-Länder, die seit dem 1. Januar 2016 unter dem Namen Uniper geführt werden, zu bündeln und eine Börsenplatzierung im Wege einer Abspaltung zur Aufnahme mit Ausgabe von Uniper-Aktien an die Aktionäre der E.ON SE vorzubereiten. Die Abspaltung bedarf der Zustimmungen der Hauptversammlung der Uniper SE und der E.ON SE, die am 24. Mai 2016 durch die Hauptversammlung der Uniper SE und am 8. Juni 2016 durch die Hauptversammlung der E.ON SE erteilt wurden.

Emittent und Muttergesellschaft des Uniper-Konzerns ist die Uniper SE, Düsseldorf (bis zum 14. April 2016 Uniper AG).

Im Rahmen der zum Beginn des Geschäftsjahres 2016 abgeschlossenen gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung (d. h. mit der Übertragung der Uniper zuzurechnenden Teile des deutschen Strom- und Gas-Großkundengeschäfts) wurde das gesamte operative Uniper-Geschäft in der direkten Tochtergesellschaft Uniper Holding GmbH, Düsseldorf, (vormals E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, Hannover) beziehungsweise deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften gebündelt. Gesellschafter der Uniper Holding GmbH sind die Uniper SE (46,65 Prozent) und die Uniper Beteiligungs GmbH (53,35 Prozent), Düsseldorf. Im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen wurde ein Mehrheitsstimmrecht für die Uniper SE in der Satzung der Uniper Holding GmbH verankert, so dass die Uniper SE die Mehrheit der Stimmrechte mindestens bis zum Wirksamwerden der Abspaltung direkt hält. Die Anteile der Uniper Beteiligungs GmbH in Höhe von 53,35 Prozent an der Uniper Holding GmbH werden nach IFRS 10 bis zum Wirksamwerden der Abspaltung in entsprechender Höhe als Anteile ohne beherrschenden Einfluss im konsolidierten Zwischenabschluss ausgewiesen. Mit Wirksamwerden der Abspaltung werden diese Anteile ohne beherrschenden Einfluss in das auf die Gesellschafter der Uniper SE entfallende Eigenkapital umgegliedert. Aufgrund des bestehenden Beherrschungs- und Ergebnisabführungsvertrags zwischen der Uniper SE und der Uniper Holding GmbH wird das laufende Ergebnis der Uniper Holding GmbH vollständig der Uniper SE ab 1. Januar 2016 zugerechnet.

Die Uniper SE ist bis zur Abspaltung eine mittelbare 100-prozentige Tochter der E.ON SE und wird mit ihren Tochterunternehmen in den Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen. Damit besteht bisher gemäß § 291 Abs. 1 HGB für die Uniper SE keine Pflicht zur Erstellung eines Konzernabschlusses. Alleinige Gesellschafterin der Uniper SE zum 30. Juni 2016 ist die E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf.

Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards

Der Uniper-Konzern besteht aus der Uniper SE und ihren mittel- und unmittelbaren Tochtergesellschaften, Gemeinschaftsunternehmen und assoziierten Unternehmen. Für den am 30. Juni 2016 endenden Berichtszeitraum wurde erstmals ein konsolidierter Zwischenabschluss nach den Regeln des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (IFRS 1) aufgestellt. Dieser Konzernzwischenabschluss wurde auf Basis einheitlicher IFRS-Bilanzierungsgrundsätze mit einer Eröffnungsbilanz zum 1. Januar 2015 aufgestellt. Da bisher für den Uniper-Konzern beziehungsweise die Uniper-Gruppe kein Konzernabschluss aufzustellen war, entfallen die grundsätzlich nach IFRS 1 vorgesehenen Überleitungsrechnungen für das Eigenkapital bzw. für das Gesamtergebnis. Es wurden keine der durch IFRS 1 möglichen optionalen Vereinfachungen im Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2016 in Anspruch genommen.

Der Vorstand der Uniper SE hat bei der erstmaligen Aufstellung des Konzernzwischenabschlusses von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die legalen Übertragungen der Geschäftsaktivitäten von E.ON auf Uniper als „Unternehmenszusammenschluss unter gemeinsamer Führung“ („Transaction under Common Control“) nach der Buchwertmethode abzubilden. Weiterhin wurde das Wahlrecht in Anspruch genommen, die nach IFRS erforderlichen Vorjahresvergleichsinformationen so darzustellen, als ob die legale Struktur des Uniper-Konzerns

bereits in der Vergangenheit unter Berücksichtigung der legalen Übertragungen der Geschäftsaktivitäten bestanden hätte. Für die Vorjahresvergleichsinformationen wurden daher die Darstellungen im entsprechenden Kombinierten (Zwischen-)Abschluss herangezogen.

Die für die zum 31. Dezember 2013, 2014 und 2015 endenden Geschäftsjahre nach den International Financial Reporting Standards erstellten Kombinierten Abschlüsse der Uniper SE (nachfolgend als „Kombinierter Abschluss“ bezeichnet) sind auf der Homepage der Uniper SE veröffentlicht.

Angaben zum Konzernzwischenabschluss

Der Zwischenabschluss zum 30. Juni 2016 wurde in Übereinstimmung mit den Vorschriften des IAS 34 und den übrigen International Financial Reporting Standards (IFRS) und den diesbezüglichen Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRS IC), wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind, aufgestellt.

Im vorliegenden Zwischenabschluss werden – mit Ausnahme der in Textziffer 2 erläuterten Änderungen – dieselben Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie Konsolidierungsgrundsätze wie bei der Erstellung des Kombinierten Abschlusses für das Geschäftsjahr 2015 angewendet.

Der Konzernzwischenabschluss wurde in Euro aufgestellt. Soweit nicht anders vermerkt, werden alle Beträge in Millionen Euro (Mio €) angegeben.

(2) Neu angewendete Standards und Interpretationen

Änderungen zu IAS 19 „Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge“

Im November 2013 veröffentlichte das IASB eine Anpassung zu IAS 19. Diese Anpassung ergänzt den IAS 19 in Bezug auf die Bilanzierung leistungsorientierter Pensionszusagen, an denen sich der Arbeitnehmer (oder Dritte) durch Beiträge beteiligt. Sofern die Beiträge durch den Arbeitnehmer (oder Dritte) unabhängig von der Anzahl der Dienstjahre geleistet werden, kann weiterhin der Nominalbetrag der Beiträge vom Dienstzeitaufwand abgezogen werden. Sofern jedoch die Beiträge des Arbeitnehmers in Abhängigkeit von der Anzahl der geleisteten Dienstjahre variieren, ist die Berechnung und Verteilung der Leistungen zwingend unter Anwendung der Projected-Unit-Credit-Methode vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach sind die Änderungen verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. Für Uniper ergeben sich aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2010–2012)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24, IAS 37, IAS 38 und IAS 39. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. Für Uniper ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen an IFRS 11 „Bilanzierung von Erwerben von Anteilen an einer gemeinsamen Geschäftstätigkeit“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 11. Aufgrund der Änderungen hat ein Erwerber von Anteilen an einer gemeinsamen Tätigkeit, die einen Geschäftsbetrieb nach IFRS 3 darstellen, alle Prinzipien in Bezug auf die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen aus IFRS 3 und anderen Standards anzuwenden, solange diese nicht im Widerspruch zu den Leitlinien in IFRS 11 stehen. Demnach sind die relevanten Informationen, die in diesen Standards spezifiziert werden, offenzulegen. In diesem Zusammenhang ergaben sich Änderungen in IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“, um die Ausnahme in Bezug auf Unternehmenszusammenschlüsse auszuweiten. Demnach beinhaltet die Änderung auch vergangene Erwerbe von Anteilen an

gemeinschaftlichen Tätigkeiten, bei denen die gemeinschaftliche Tätigkeit einen Geschäftsbetrieb darstellt. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen an IAS 16, IAS 38 „Klarstellung akzeptabler Abschreibungsmethoden“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Anpassungen zu IAS 16 und IAS 38. Die Änderungen beinhalten weitere Leitlinien, welche Methoden für die Abschreibung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten genutzt werden können. Danach bietet eine erlösorientierte Methode, die sich aus einer Tätigkeit ergibt, die die Verwendung des Vermögenswerts mit einschließt, keine sachgerechte Darstellung des Verbrauchs. Im Rahmen des IAS 38 gibt es allerdings begrenzte Umstände, unter denen diese Annahme widerlegt werden kann. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 16 und IAS 41 „Landwirtschaft: Fruchtttragende Pflanzen“

Im Juni 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 16 und IAS 41. Demnach sind fruchtttragende Pflanzen wie Sachanlagen nach IAS 16 zu bilanzieren. Ihre Früchte sind weiterhin gemäß IAS 41 abzubilden. Durch die Änderungen werden fruchtttragende Pflanzen künftig nicht mehr erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert abzüglich geschätzter Verkaufskosten bilanziert, sondern gemäß IAS 16 wahlweise nach dem Anschaffungskostenmodell oder dem Neubewertungsmodell. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 27 „Anwendung der Equity-Methode in separaten Abschlüssen“

Im August 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 27 „Separate Abschlüsse“. Die Änderungen beinhalten die Zulassung der Equity-Methode als Bilanzierungsoption für Anteile an Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten Unternehmen im separaten Abschluss eines Investors. Die Änderungen sind rückwirkend im Einklang mit IAS 8 „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, Änderungen von Schätzungen und Fehlern“ und für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, anzuwenden. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich aus den Änderungen keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2012–2014)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im September 2014 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 und IAS 34. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Änderungen an IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Dezember 2014 hat das IASB Änderungen an IAS 1 veröffentlicht. Sie dienen im Wesentlichen der Klarstellung von Angaben zu wesentlichen Sachverhalten und zur Aggregation und Disaggregation von Posten der Bilanz und der Gesamtergebnisrechnung. Der Änderungsstandard regelt auch die

Darstellung des Anteils von at equity bewerteten Unternehmen am sonstigen Ergebnis in der Gesamtergebnisrechnung. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für Uniper ergeben sich hieraus keine Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

(3) Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

PEG Infrastruktur AG/Nord Stream AG

Mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 wurden 100 Prozent der Anteile an der PEG Infrastruktur AG (PEGI), Zug, Schweiz, einschließlich der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG, Zug, Schweiz, an die E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf, Deutschland, veräußert. Der Vollzug der Transaktion erfolgte im März 2016. Die Veräußerung führte zur Entkonsolidierung der bisher im Segment Globaler Handel vollkonsolidierten Beteiligung PEGI sowie der Equity-Beteiligung Nord Stream AG im ersten Quartal 2016. Der Veräußerungspreis betrug rund 1,0 Mrd € und wurde im ersten Quartal 2016 vereinnahmt. Aus der Transaktion resultierte ein Abgangsgewinn in Höhe von 0,5 Mrd €.

AS Latvijas Gāze

Mit Vertrag vom 22. Dezember 2015 hat Uniper den Verkauf von 28,974 Prozent der Anteile an ihrer assoziierten Beteiligung AS Latvijas Gāze, Riga, Lettland, an die luxemburgische Gesellschaft Marguerite Gas I S.à r.l. vereinbart. Der Buchwert der Beteiligung, die im Segment Globaler Handel ausgewiesen wird, betrug zum 31. Dezember 2015 rund 0,1 Mrd €. Aus der Transaktion, die im Januar 2016 vollzogen wurde, resultierte bei einem Kaufpreis von rund 0,1 Mrd € ein geringfügiges Abgangsergebnis.

(4) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen

Der Forschungs- und Entwicklungsaufwand gemäß IFRS im Uniper-Konzern betrug im ersten Halbjahr des Jahres 2016 insgesamt 1,4 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 6,0 Mio €).

(5) Materialaufwand

Im März 2016 haben sich die Uniper Global Commodities SE und die russische Gazprom-Gruppe in Verhandlungen über langfristige Gaslieferverträge auf eine Anpassung der Konditionen auf Grundlage aktueller Marktverhältnisse geeinigt. In diesem Zusammenhang wurde durch die Auflösung von Rückstellungen für in der Vergangenheit liegende Lieferperioden ein positiver Ergebniseffekt im ersten Halbjahr des Jahres 2016 in Höhe von 383 Mio € erfasst.

(6) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2016	2015	2016	2015
Erträge aus Beteiligungen	2	4	12	4
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	—	—	-1	—
Beteiligungsergebnis	2	4	11	4
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge	30	8	69	96
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-259	35	-444	-144
Zinsergebnis	-229	43	-375	-48
Finanzergebnis	-227	47	-364	-44

(7) Ergebnis je Aktie

Das Ergebnis je Aktie (EPS) errechnet sich wie folgt:

Ergebnis je Aktie

in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2016	2015	2016	2015
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-4.531	-14	-3.885	97
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	8	10	14	1
Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der Uniper SE)	-4.523	-4	-3.871	98
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	—	—	—	—
Abzüglich Anteile ohne beherrschenden Einfluss	—	—	—	—
Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten (Anteil der Gesellschafter der Uniper SE)	0	0	0	0
Konzernüberschuss/-fehlbetrag der Gesellschafter der Uniper SE	-4.523	-4	-3.871	98
in €				
Ergebnis je Aktie (Anteil der Gesellschafter der Uniper SE)				
aus fortgeführten Aktivitäten	-26,61	-0,02	-22,77	0,59
aus nicht fortgeführten Aktivitäten	0,00	0,00	0,00	0,00
aus Konzernüberschuss/-fehlbetrag	-26,61	-0,02	-22,77	0,59
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt) in Mio Stück	170	167	170	167

Die Ermittlung des verwässerten Ergebnisses je Aktie entspricht der Ermittlung des Basis Ergebnisses je Aktie, da die Uniper SE keine potenziell verwässernden Stammaktien ausgegeben hat.

Das Ergebnis je Aktie ergibt sich im ersten Halbjahr 2015 aus dem Verhältnis des Konzernüberschusses und der Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien. Da die Uniper SE im ersten Halbjahr des Jahres 2015 noch in der Rechtsform einer GmbH bestand, wurde zur Berechnung der Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien der Nennbetrag von 1,70 € (nach Neuordnung der Aktien) zugrunde gelegt. Mit Einbringung der Uniper Beteiligungs GmbH im Wege der Abspaltung, die aktuell keinen Gewinnanspruch hat, wird sich die Zahl der Aktien um 195.239.660 Stück auf 365.960.000 Stück erhöhen.

(8) Wertminderungen im ersten Halbjahr des Jahres 2016

Uniper hat im Einklang mit IAS 36 einen außerplanmäßigen Wertminderungsbedarf auf langfristige Vermögenswerte in Höhe von 2,9 Mrd € festgestellt. Davon entfallen rund 1,8 Mrd € auf das Segment Europäische Erzeugung sowie 1,1 Mrd € auf das Segment Globaler Handel. Die betragsmäßig größten Einzelsachverhalte betrafen mit 0,8 Mrd € beziehungsweise 0,7 Mrd € zwei konventionelle Kraftwerke im Ausland sowie mit 0,5 Mrd € Speicherinfrastruktur im Ausland. Gründe für Wertminderungen waren insbesondere die geänderte Einschätzung der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die Veränderung des Marktumfeldes, die zu verschlechterten Ertragsprognosen für die betroffenen Anlagegüter führten.

Im Rahmen der Impairment-Tests werden die erzielbaren Beträge ermittelt, jeweils als höherer Wert aus beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten und Nutzungswert der Cash Generating Units. Die Bestimmung erfolgt auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren und auf Grundlage der vom Vorstand genehmigten Mittelfristplanung. Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruhen, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, der künftigen Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Kapitalkosten. Diese Annahmen beruhen auf öffentlich verfügbaren Marktdaten sowie internen Einschätzungen. Grundsätzlich geht Uniper weiterhin davon aus, dass sich ein Marktgleichgewicht im Bereich der europäischen Erzeugung ohne regulatorische Elemente nicht

mehr einstellen wird. Entsprechende Vergütungselemente wurden berücksichtigt. Die zur Diskontierung verwendeten Nachsteuerzinssätze werden auf Grundlage von Marktdaten je Cash Generating Unit ermittelt und betragen zum Bewertungsstichtag zwischen 5,4 und 6,1 Prozent.

Aus den gleichen, oben genannten Gründen wurden im Segment Globaler Handel Drohverlustrückstellungen in Höhe von 0,9 Mrd € im Sinne des IAS 37 gebildet.

(9) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

in Mio €	30.6.2016			31.12.2015			1.1.2015		
	Uniper-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾	Uniper-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾	Uniper-Konzern	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾
At equity bewertete									
Unternehmen	840	702	138	1.136	1.011	125	1.401	1.222	179
Beteiligungen	381	38	9	369	32	9	743	37	9
Langfristige									
Wertpapiere	149	—	—	189	—	—	184	—	—
Summe	1.370	740	147	1.694	1.043	134	2.328	1.259	188

1) Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

(10) Eigenkapital

Mit Abschluss der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung zum Beginn des Geschäftsjahres 2016 entstand der Uniper-Konzern im Sinne der IFRS, mit der Uniper SE als Muttergesellschaft. Seit dem 1. Januar 2016 ist die Uniper SE somit die alleinige Muttergesellschaft des Uniper-Konzerns. Aus diesem Grund wurde das in dem Kombinierten Abschluss der Uniper SE für das Geschäftsjahr 2015 ausgewiesene Netto-Vermögen auf die Kapitalstruktur der Uniper SE übergeleitet.

Am 19. Januar 2016 beschloss die Hauptversammlung der Uniper AG (Rechtsvorgängerin der Uniper SE) zur Vorbereitung der Abspaltung, das Grundkapital von 283.445.000 € um 6.779.578 € auf 290.224.578 € zu erhöhen und in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von 1,70 € je Stückaktie neu einzuteilen.

Im Zuge der am 23. März 2016 durch die Hauptversammlung der Uniper AG beschlossenen und am 14. April 2016 mit Eintragung in das zuständige Handelsregister wirksam gewordenen Umwandlung der Uniper AG in die Rechtsform der SE wurde das Grundkapital in Höhe von 290.224.578 € ebenso wie die Einteilung in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von 1,70 € je Stückaktie nicht verändert. Die Übertragbarkeit der Aktien der Gesellschaft unterliegt keinen Beschränkungen.

Die Stückaktien sind voll eingezahlt. Der anteilige rechnerische Betrag am Grundkapital beträgt 1,70 € je Stückaktie und ist mit voller Gewinnanteilberechtigung ab dem 1. Januar 2016 ausgestattet.

Am 30. März 2016 hat die E.ON Beteiligungen GmbH einen Betrag in Höhe von 120 Mio € in die freien Kapitalrücklagen der Uniper SE eingezahlt.

Ebenfalls am 30. März 2016 hat die Uniper Beteiligungs GmbH einen Betrag von 145 Mio € in die freien Kapitalrücklagen der Uniper Holding GmbH geleistet.

Die einzelnen Bestandteile des Eigenkapitals sowie ihre Entwicklung ergeben sich aus der Eigenkapitalveränderungsrechnung des Uniper-Konzerns.

(11) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie Anzahl der Mitarbeiter

Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen haben sich gegenüber dem Jahresende 2015 um 379 Mio € auf 1.175 Mio € zum 30. Juni 2016 erhöht. Ursache hierfür waren vor

allem saldierte versicherungsmathematische Verluste, die größtenteils aus dem Rückgang der für den Uniper-Konzern ermittelten Rechnungszinssätze resultierten sowie Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwands. Teilweise gegenläufig wirkten die Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen sowie die im ersten Halbjahr des Jahres 2016 geleisteten Netto-Pensionszahlungen.

Im Vergleich zum 1. Januar 2015 verringerten sich die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen zum Berichtsstichtag 31. Dezember 2015 um 977 Mio € auf 796 Mio €. Der Rückgang war im Wesentlichen auf Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen, saldierte versicherungsmathematische Gewinne, die hauptsächlich aus dem Anstieg der für den Uniper-Konzern ermittelten Rechnungszinssätze resultieren, sowie im Geschäftsjahr 2015 geleistete Netto-Pensionszahlungen zurückzuführen. Zuführungen aufgrund des periodenbezogenen Netto-Pensionsaufwands wirkten teilweise gegenläufig.

Für die Berechnung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen wurden in Deutschland und Großbritannien die nachfolgenden Rechnungszinssätze zugrunde gelegt:

Rechnungszinssatz

in %	30.6.2016	31.12.2015	1.1.2015
Deutschland	1,60	3,00	2,20
Großbritannien	3,00	4,10	3,90

Die Netto-Verbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen, die sich als Differenz zwischen dem Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und dem Fair Value des Planvermögens ergibt, stellt sich wie folgt dar:

Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen

in Mio €	30.6.2016	31.12.2015	1.1.2015
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	3.195	2.366	2.572
Fair Value des Planvermögens	<u>2.020</u>	<u>1.572</u>	<u>812</u>
Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	1.175	794	1.760
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	—	-2	-13
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	<i>1.175</i>	<i>796</i>	<i>1.773</i>

Die Zusammensetzung des Gesamtaufwands der leistungsorientierten Versorgungszusagen, der sich in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerten widerspiegelt, ist in nachfolgender Tabelle dargestellt:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

in Mio €	2. Quartal		1. Halbjahr	
	2016	2015	2016	2015
Dienstzeitaufwand für die im Berichtszeitraum hinzuerworbenen Versorgungsansprüche	21	29	39	52
Nachzuerrechnender Dienstzeitaufwand	1	1	-1	2
Nettozinsaufwand auf die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen	<u>5</u>	<u>10</u>	<u>10</u>	<u>20</u>
Summe	27	40	48	74

Nach Segmenten setzte sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter¹⁾

	<u>30.6.2016</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>1.1.2015</u>
Europäische Erzeugung	6.386	6.928	7.636
Globaler Handel	1.322	1.412	1.621
Internationale Stromerzeugung	5.207	5.305	5.386
Administration/Konsolidierung	411	492	515
Gesamt	13.146	14.137	15.158
<i>Inland</i>	4.658	5.046	5.778
<i>Ausland</i>	8.488	9.091	9.380

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende

(12) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Bewertung von Finanzinstrumenten

Basis für die Bewertung von Finanzinstrumenten, die grundsätzlich zum Marktwert bewertet werden, ist die Fair-Value-Ermittlung. Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, zu dem eine Partei die Rechte und/oder Pflichten an einen Dritten veräußern kann. Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt. Das Kreditrisiko des Vertragspartners wird mittels eines Credit Value Adjustments erfasst.

Die derivativen Finanzinstrumente sind Gegenstand marktüblicher Aufrechnungsvereinbarungen. Mit Banken existieren Master Netting Agreements, die auf Basis von ISDA-Vereinbarungen (International Swaps and Derivatives Association) durch entsprechende Anlagen konkretisiert werden. Geschäfte, die im Rahmen der Commodity-Transaktionen abgeschlossen werden, unterliegen grundsätzlich EFET-Vereinbarungen (European Federation of Energy Traders). Die oben genannten Netting-Vereinbarungen gehen in die Ermittlung der Fair Values der Finanzinstrumente ein. Bei der Ermittlung werden auch die auf Portfoliobasis kalkulierten Kreditrisiken berücksichtigt.

Die Fair-Value-Ermittlung für einzelne Vermögenswerte erfolgt bei marktgängigen Wertpapieren durch Heranziehung veröffentlichter Börsen- oder Marktpreise zum Erwerbszeitpunkt. Kann auf Börsen- oder Marktpreise nicht zurückgegriffen werden, werden die Fair Values auf Basis der verlässlichsten verfügbaren Informationen ermittelt, die auf Marktpreisen für vergleichbare Vermögenswerte oder auf geeigneten Bewertungsverfahren beruhen. Uniper bestimmt in diesen Fällen den Fair Value mittels der Discounted-Cashflow-Methode auf Basis der erwarteten künftigen Cashflows und der gewichteten Kapitalkosten. Grundsätzlich folgen zur Bestimmung der Cashflows neben der Berücksichtigung der drei Planjahre der Mittelfristplanung zwei zusätzliche Detailplanungsjahre, die unter Verwendung einer aus Branchen- und Unternehmensdaten abgeleiteten Wachstumsrate über die Nutzungsdauer des Vermögenswerts fortgeschrieben werden. Der Abzinsungssatz berücksichtigt die speziellen Risiken der Aktivitäten.

Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

In nachfolgender Tabelle sind die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und der finanziellen Verbindlichkeiten, die zum Fair Value bilanziert werden, nach ihren Bewertungsquellen dargestellt:

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 30. Juni 2016

<u>in Mio €</u>	<u>Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7</u>	<u>Anhand von Börsenkursen ermittelt</u>	<u>Von Marktwerten abgeleitet</u>
Vermögenswerte			
Beteiligungen	381	70	151
Derivate	12.223	5.246	6.644
Wertpapiere und Festgeldanlagen	156	156	—
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	528	528	—
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1	1	—
Verbindlichkeiten			
Derivate	11.818	4.921	6.910

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 31. Dezember 2015

<u>in Mio €</u>	<u>Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7</u>	<u>Anhand von Börsenkursen ermittelt</u>	<u>Von Marktwerten abgeleitet</u>
Vermögenswerte			
Beteiligungen	369	67	142
Derivate	16.166	6.464	9.337
Wertpapiere und Festgeldanlagen	249	249	—
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	299	266	33
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1	1	—
Verbindlichkeiten			
Derivate	14.348	5.928	8.414

Buchwerte der Finanzinstrumente zum 1. Januar 2015

<u>in Mio €</u>	<u>Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7</u>	<u>Anhand von Börsenkursen ermittelt</u>	<u>Von Marktwerten abgeleitet</u>
Vermögenswerte			
Beteiligungen	743	32	71
Derivate	13.708	6.154	7.093
Wertpapiere und Festgeldanlagen	256	147	109
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	340	292	48
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	—	—	—
Verbindlichkeiten			
Derivate	12.041	6.155	5.866

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzungen der Fair Values. Sofern Commercial Paper und Geldaufnahmen vorhanden sind, wird der Fair Value im

Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwerts angesetzt. Der beizulegende Zeitwert der übrigen Finanzinstrumente entspricht weitestgehend dem Buchwert. Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten bestehen zum 30. Juni 2016 in Höhe von 132 Mio € (31. Dezember 2015: 134 Mio €; 1. Januar 2015: 148 Mio €).

Uniper prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt. Das Verhältnis der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte von Level 1 zu Level 2 hat sich im Vergleich zum 31. Dezember 2015 nicht wesentlich verändert. Es gab keine wesentlichen Umgliederungen zwischen diesen beiden Bewertungsleveln im ersten Halbjahr des Jahres 2016. Beteiligungen in Höhe von 8 Mio € wurden in die Fair-Value-Stufe 3 und Derivate in Höhe von 4 Mio € aus der Stufe 3 in die Stufe 2 im ersten Halbjahr des Jahres 2016 umgegliedert. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Stufe 3 (durch Bewertungsmethoden ermittelt)

in Mio €	Stand zum 1. Januar 2016	Käufe (inklusive Zugängen)	Verkäufe (inklusive Abgängen)	Abwicklung	Gewinne/Verluste in der GuV	Umgliederungen		Gewinne/Verluste im OCI	Stand zum 30. Juni 2016
						in Stufe 3	aus Stufe 3		
Beteiligungen	160	—	—	—	1	8	—	-9	160
Derivative									
Finanzinstrumente ...	359	—	—	—	-9	—	-4	—	346
Summe	519	0	0	0	-8	8	-4	-9	506

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 30 Mio € aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen in Höhe von 5 Mio € ergab sich zum Halbjahresende ein verbleibender abgegrenzter Aufwand von 25 Mio €, der gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden aufgelöst wird.

Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ± 10 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 114 Mio € beziehungsweise zu einem Anstieg um 113 Mio € führen.

Kreditrisiko

Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit Patronatserklärungen (Letter of Awareness) akzeptiert. Darüber hinaus werden in geringerem Umfang Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 4.655 Mio € akzeptiert. Derivative Transaktionen werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen durchgeführt, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern möglich ist. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden mit ausgewählten Geschäftspartnern bilaterale Margining-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Margining-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert. Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

(13) Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 30. Juni 2016 bestand ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 0,6 Mrd € (31. Dezember 2015: 0,6 Mrd €; 1. Januar 2015: 1,1 Mrd €). Von

diesen Verpflichtungen sind 0,3 Mrd € (31. Dezember 2015: 0,3 Mrd €; 1. Januar 2015: 0,8 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in dem Segment Europäische Erzeugung im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Gasinfrastrukturprojekten, enthalten. Die im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten beliefen sich am 30. Juni 2016 auf 0,3 Mrd € (31. Dezember 2015: 0,3 Mrd €; 1. Januar 2015: 0,7 Mrd €).

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen werden folgendermaßen fällig:

Uniper als Leasingnehmer – Operating Lease

in Mio €	Mindestleasingzahlungen		
	30.6.2016	31.12.2015	1.1.2015
Fälligkeit bis 1 Jahr	86	100	1.187
Fälligkeit 1-5 Jahre	212	192	1.404
Fälligkeit über 5 Jahre	196	217	254
Summe	494	509	2.845

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestanden im Uniper-Konzern zum 30. Juni 2016 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen beliefen sich am 30. Juni 2016 auf rund 214,7 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 6,7 Mrd €), am 31. Dezember 2015 auf rund 218,2 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 7,2 Mrd €) und am 1. Januar 2015 auf rund 231,5 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 9,8 Mrd €).

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um Take-or-pay-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden an Preise von Wettbewerbsenergien beziehungsweise an Marktreferenzpreise angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies drei Jahre) im Rahmen von Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können sich insofern ändern. Bei Nichteinigung über Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen.

Die vertraglichen Verpflichtungen zur Abnahme von fossilen Brennstoffen verzeichneten im ersten Halbjahr des Jahres 2016 einen Rückgang gegenüber dem Bilanzstichtag 31. Dezember 2015. Wesentlicher Grund dafür ist ein preisbedingter Rückgang der Mindest-abnahmeverpflichtungen im Gasbezug.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf rund 0,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 Mrd €), zum 31. Dezember 2015 auf rund 2,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,0 Mrd €) und am 1. Januar 2015 auf rund 2,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,0 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Erzeugungseinheiten. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, die generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf rund 4,2 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,2 Mrd €), zum 31. Dezember 2015 auf rund 5,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,3 Mrd €) und am 1. Januar 2015 auf rund 3,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in dem Segment Europäische Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen zu Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen bezüglich der schwedischen Kernkraftwerke des Uniper-Konzerns.

Darüber hinaus bestanden zum 30. Juni 2016 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 0,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 Mrd €), zum 31. Dezember 2015 von rund 1,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €) und am 1. Januar 2015 in Höhe von rund 1,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen.

(14) Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Der Uniper-Konzern ist derzeit noch Teil des E.ON-Konzerns und unterhält Geschäftsbeziehungen mit der E.ON SE sowie E.ON-Konzerngesellschaften.

Die E.ON-Konzerngesellschaften umfassen unmittelbare und mittelbare Tochtergesellschaften der E.ON SE.

Transaktionen mit at equity bewerteten assoziierten Unternehmen des Uniper-Konzerns und dessen Tochtergesellschaften sowie Gemeinschaftsunternehmen des Uniper-Konzerns werden gesondert dargestellt.

Transaktionen mit at equity bewerteten assoziierten Unternehmen des E.ON-Konzerns und deren Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen des E.ON-Konzerns und zum Fair Value bilanzierten Beteiligungen sowie nicht vollkonsolidierten Tochterunternehmen des E.ON-Konzerns und des Uniper-Konzerns werden als Transaktionen mit sonstigen nahestehenden Unternehmen dargestellt. Ihr Anteil am Umfang der im nachfolgenden Kapitel genannten Transaktionen ist insgesamt von untergeordneter Bedeutung.

Im ersten Halbjahr des Jahres 2016 ergaben sich insbesondere die folgenden Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen:

Liefer- und Leistungsgeschäfte sowie Finanzierungsaktivitäten

Erbrachte Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge aus Geschäftsvorfällen und empfangenen Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen aus Geschäftsvorfällen mit dem E.ON-Konzern stellen sich im ersten Halbjahr des Jahres 2016 wie folgt dar:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen – Gewinn- und Verlustrechnung

<u>1. Halbjahr</u> <u>in Mio €</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Erträge	6.181	8.497
<i>E.ON SE</i>	450	981
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	5.363	6.957
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	181	357
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	12	13
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	175	189
Aufwendungen	3.961	5.528
<i>E.ON SE</i>	364	961
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	3.253	4.250
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	187	270
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	23	19
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	134	28

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen – Bilanz

<u>in Mio €</u>	<u>30.6.2016</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>1.1.2015</u>
Forderungen	2.606	12.441	18.270
<i>E.ON SE</i>	347	8.631	11.058
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	1.270	2.753	5.862
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	490	551	875
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	449	456	439
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	50	50	36
Verbindlichkeiten	3.077	13.361	15.323
<i>E.ON SE</i>	1.013	10.069	7.124
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	1.782	2.974	7.997
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	144	260	80
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	41	51	39
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	97	7	83

Die Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen sind durch die konzernweiten Beschaffungs- und Absatzaktivitäten der Uniper Global Commodities SE vor allem im Bereich Strom und Gas an den

Commodity-Märkten für den E.ON-Konzern und die zentrale Finanzierungsfunktion der E.ON SE für den Uniper-Konzern geprägt. Diese Beziehungen erklären die umfangreichen wechselseitigen Verpflichtungen und Leistungsbeziehungen.

Die Erträge aus Transaktionen mit der E.ON SE und den E.ON-Konzerngesellschaften beinhalteten insbesondere Umsatzerlöse aus Strom- und Gaslieferungen in Höhe von 4.415 Mio € im ersten Halbjahr des Jahres 2016 (erstes Halbjahr 2015: 6.375 Mio €). Korrespondierend dazu umfassten die Aufwendungen aus Transaktionen mit der E.ON SE und den E.ON-Konzerngesellschaften insbesondere Materialaufwendungen aus dem Strom- und Gasbezug in Höhe von 1.635 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 3.568 Mio €).

Korrespondierend beinhalten die Forderungen und Verbindlichkeiten gegen nahestehende Unternehmen im Wesentlichen Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen aus Strom- und Gastransaktionen.

Sonstige Dienstleistungen

E.ON-Gesellschaften haben für den Uniper-Konzern Dienstleistungen für zentrale Unternehmensbereiche, wie zum Beispiel IT-Dienstleistungen, personalbezogene Leistungen, Rechnungswesen, erbracht. Die Dienstleistungen wurden teilweise von E.ON-Konzerngesellschaften sowie von der E.ON SE erbracht.

Finanzierung

Der Uniper-Konzern war im Berichtszeitraum grundsätzlich in das konzernweite Cash-Pooling und Cash-Management der E.ON SE eingebunden. Die Verzinsung der Cash-Pool-Salden erfolgt zu marktüblichen Konditionen. Verbindlichkeiten gegenüber E.ON aus dem Cash-Pooling bestehen zum 30. Juni 2016 in Höhe von 888 Mio € (31. Dezember 2015: 9.935 Mio €; 1. Januar 2015: 7.903 Mio €). Sofern eine Saldierung nach IAS 32 zulässig war, wurden die Finanzforderungen beziehungsweise Finanzverbindlichkeiten gegenüber dem E.ON-Konzern saldiert ausgewiesen. Zum 31. Dezember 2015 beziehungsweise 1. Januar 2015 waren die Voraussetzungen nicht erfüllt. Die Finanzforderungen aus Cash-Pooling und Cash-Management beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf 174 Mio € (31. Dezember 2015: 7.368 Mio €; 1. Januar 2015: 10.674 Mio €). Die Finanzverbindlichkeiten aus Cash-Pooling und Cash-Management betragen zum 30. Juni 2016 894 Mio € (31. Dezember 2015: 10.712 Mio €; 1. Januar 2015: 11.348 Mio €). Von diesen waren zum 30. Juni 2016 892 Mio € (31. Dezember 2015: 9.936 Mio €; 1. Januar 2015: 7.903 Mio €) innerhalb eines Jahres fällig. Die Zinsaufwendungen und -erträge im Zusammenhang mit der Finanzierungstätigkeit mit der E.ON SE beziehungsweise den E.ON-Konzerngesellschaften beliefen sich für das erste Halbjahr des Jahres 2016 auf 180 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 87 Mio €) beziehungsweise 4 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 17 Mio €).

Sicherungsgeschäfte

Im Uniper-Konzern wurden im Berichtszeitraum Sicherungsgeschäfte gegen Wechselkursschwankungen im Wesentlichen über die E.ON SE durchgeführt. Sofern diese Termingeschäfte nach IFRS als derivative Finanzinstrumente einzustufen sind, werden sie als derivative Forderungen beziehungsweise Verbindlichkeiten fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Die Erträge aus diesen Sicherungsgeschäften betragen im ersten Halbjahr des Jahres 2016 438 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 904 Mio €), die Aufwendungen aus diesen Sicherungsgeschäften beliefen sich auf 351 Mio € im ersten Halbjahr des Jahres 2016 (erstes Halbjahr 2015: 902 Mio €).

Leasing

Der Uniper-Konzern hat Leasingverträge mit dem E.ON-Konzern abgeschlossen. Bis zum Ende des Geschäftsjahres 2015 bestanden insbesondere Operating-Lease-Vereinbarungen mit deutschen E.ON-Konzerngesellschaften des Kernenergie-Bereichs (siehe auch Textziffer 13). Die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasingverhältnissen mit dem E.ON-Konzern beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf 26 Mio € (31. Dezember 2015: 26 Mio €; 1. Januar 2015: 29 Mio €). Von diesen waren zum 30. Juni 2016 5 Mio € (31. Dezember 2015: 5 Mio €; 1. Januar 2015: 26 Mio €) innerhalb eines Jahres fällig.

Sicherheiten/globale Patronatserklärungen/Garantien

Der E.ON-Konzern hat Sicherheiten zugunsten des Uniper-Konzerns ausgegeben. Die vom E.ON-Konzern ausgegebenen Garantien beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf 7.620 Mio € (31. Dezember 2015: 6.942 Mio €; 1. Januar 2015: 3.005 Mio €). Der Anstieg zum 30. Juni 2016 begründet sich im Wesentlichen durch veränderte rechtliche Gesellschaftsstrukturen, ausgelöst durch die geplante Abspaltung, die die E.ON SE verpflichtet, Garantien gegenüber Dritten zugunsten von Uniper-Gesellschaften auszugeben.

In den oben genannten Garantien von E.ON für den Uniper-Konzern sind Garantien in Zusammenhang mit den schwedischen Kernkraftaktivitäten enthalten. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hochradioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen. Die Übertragung dieser Garantien und Verpflichtungen von E.ON zu Uniper bedarf der Zustimmung der schwedischen Aufsichtsbehörden, die bis zum 30. Juni 2016 noch nicht erteilt war. Bis zur Zustimmung der Aufsichtsbehörden hat der Uniper-Konzern E.ON im Rahmen einer Freistellungsvereinbarung von diesen Garantien freigestellt.

Betriebliche Altersversorgung

In der Vergangenheit hat der Großteil der Mitarbeiter des Uniper-Konzerns an Pensionsplänen des E.ON-Konzerns partizipiert. Die Leistungen variieren je nach rechtlichen, steuerlichen und wirtschaftlichen Gegebenheiten des jeweiligen Landes und basieren in der Regel auf Beschäftigungsdauer und Entgelt der Mitarbeiter. Im Rahmen der legalen Umstrukturierung wurde beziehungsweise wird Planvermögen vom E.ON-Konzern auf den Uniper-Konzern übertragen. Dies betrifft im Wesentlichen deutsche und englische Gesellschaften (siehe Textziffer 11).

Versicherungen

Der Uniper-Konzern war im ersten Halbjahr des Jahres 2016 im Rahmen der Gruppenversicherung des E.ON-Konzerns versichert. Die hierfür entstandenen Kosten wurden vom Uniper-Konzern getragen. Im Rahmen der Verselbstständigung wird der Versicherungsschutz durch den E.ON-Konzern bis zum Zeitpunkt der Abspaltung weitgehend durch einen eigenständigen Versicherungsschutz des Uniper-Konzerns ersetzt.

Sonstiges

Im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen wurde ein Mehrheitsstimmrecht für die Uniper SE in der Satzung der Uniper Holding GmbH verankert, so dass die Uniper SE die Mehrheit der Stimmrechte mindestens bis zum Wirksamwerden der Abspaltung direkt hält. Aufgrund des bestehenden Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrags zwischen der Uniper SE und der Uniper Holding GmbH wird das laufende Ergebnis der Uniper Holding GmbH vollständig der Uniper SE zugerechnet.

Die E.ON SE und die Uniper SE haben am 18. April 2016 einen notariell beurkundeten Abspaltungs- und Übernahmevertrag geschlossen, unter dem die E.ON SE sämtliche Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH (die ihrerseits 53,35 Prozent der Anteile an der Uniper Holding GmbH hält) im Wege der Abspaltung zur Aufnahme auf die Uniper SE überträgt („Abspaltungsvertrag“). Die Zustimmungen erfolgten am 24. Mai 2016 durch die Hauptversammlung der Uniper SE und am 8. Juni 2016 durch die Hauptversammlung der E.ON SE. Die Eintragung der Abspaltung in die Handelsregister ist für das dritte Quartal des Jahres 2016 geplant.

Die E.ON SE ist vorbehaltlich einer abweichenden Verteilung von Lasten und Haftungen unter der Rahmenvereinbarung (siehe unten) verpflichtet, die Uniper SE auf erste Anforderung von der jeweiligen Verbindlichkeit, Verpflichtung oder Haftung freizustellen, wenn und soweit die Uniper SE aufgrund der Bestimmungen in § 133 des Umwandlungsgesetzes („UmwG“) oder anderer Bestimmungen von Gläubigern für Verbindlichkeiten, Verpflichtungen oder Haftungsverhältnisse der E.ON SE in Anspruch genommen wird, die unter dem Abspaltungsvertrag nicht auf die Uniper SE übertragen werden. Die Uniper SE haftet gemäß § 133 Abs. 1 und 3 UmwG gesamtschuldnerisch mit der E.ON SE für die bei der E.ON SE verbleibenden Verbindlichkeiten, die vor dem Wirksamwerden der Abspaltung begründet worden sind, wenn sie vor Ablauf von fünf Jahren nach der Bekanntmachung der Eintragung der Abspaltung in das Handelsregister der E.ON SE fällig und daraus

Ansprüche gegen die Uniper SE in einer in § 197 Abs. 1 Nr. 3 bis 5 des Bürgerlichen Gesetzbuchs bezeichneten Art festgestellt sind oder eine gerichtliche oder behördliche Vollstreckungshandlung vorgenommen oder beantragt wird. Bei öffentlich-rechtlichen Verbindlichkeiten genügt der Erlass eines Verwaltungsakts. Für Versorgungsverpflichtungen aufgrund des Betriebsrentengesetzes verlängert sich die genannte Frist von fünf Jahren auf zehn Jahre. Die spiegelbildliche Haftung der E.ON SE gemäß § 133 Abs. 1 und 3 UmwG für auf die Uniper SE übertragene Verbindlichkeiten und die entsprechende Freistellungsverpflichtung der Uniper SE unter dem Abspaltungsvertrag sind praktisch nicht relevant, da im Rahmen der Abspaltung keine Verbindlichkeiten auf die Uniper SE übertragen werden.

Die E.ON SE und die Uniper SE haben am 18. April 2016 eine Rahmenvereinbarung abgeschlossen. Die Rahmenvereinbarung dient dem Zweck der Vollendung der konzerninternen Umstrukturierung zur Herstellung der Unternehmensbereiche E.ON und Uniper unterhalb der E.ON SE. Sie enthält ergänzende Regelungen zu noch nicht vollständig geregelten Sachverhalten im Zusammenhang mit der Herstellung der Unternehmensbereiche.

Nahestehende Personen

Entsprechend IAS 24 sind die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats) gewährt wurden.

Der Aufwand für das erste Halbjahr des Jahres 2016 für Mitglieder des Uniper-Vorstands betrug für kurzfristig fällige Leistungen 6,6 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 1,3 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 0,0 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 0,3 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 0,5 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 0,0 Mio €). Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die mehrjährige aktienbasierte Vergütung der Vorstandsmitglieder betrug für das erste Halbjahr des Jahres 2016 0,6 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 0,1 Mio €).

Zum 30. Juni 2016 beliefen sich die Rückstellungen für die mehrjährige aktienbasierte Vergütung der Vorstandsmitglieder auf 0,6 Mio € (31. Dezember 2015: 0,0 Mio €; 1. Januar 2015: 0,0 Mio €). Die Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen gegenüber Mitgliedern des Vorstands betragen zum 30. Juni 2016 11,0 Mio € (31. Dezember 2015: 0,0 Mio €; 1. Januar 2015: 0,0 Mio €). Die Rückstellungen für die kurzfristig fälligen Leistungen für die Mitglieder des Uniper Vorstands beliefen sich zum 30. Juni 2016 auf 1,0 Mio € (31. Dezember 2015: 0 Mio €; 1. Januar 2015: 0,0 Mio €).

Der Aufwand für die kurzfristig fällige Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats der Uniper SE belief sich im ersten Halbjahr des Jahres 2016 auf 0,0 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 0,4 Mio €).

Die Gesamtvergütung für Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen belief sich für das erste Halbjahr des Jahres 2016 auf 7,7 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 2,6 Mio €).

(15) Segmentberichterstattung

Folgende Informationen werden für das erste Halbjahr des Jahres 2016 auf Basis des internen Berichtswesens des Uniper-Konzerns zur Verfügung gestellt.

Geschäftssegmente

Die folgenden operativen Geschäftssegmente werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

Europäische Erzeugung

Das Geschäftssegment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme vorhandenen Erzeugungsanlagen des Uniper-Konzerns in Europa. Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Ölkraftwerke sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Sonnenenergie- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung an das Segment Globaler Handel verkauft, das die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft

hinaus sind im Segment Europäische Erzeugung auch die Vermarktung von Energiedienstleistungen, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Handelsdienstleistungen („Third Party Services“) reichen, und die Bereitstellung technischer Dienstleistungen durch die Uniper Engineering GmbH enthalten.

Globaler Handel

Das Geschäftssegment Globaler Handel bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen dem Uniper-Konzern und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, der erzeugte Strom vermarktet sowie das Portfolio über die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes optimiert. Zusätzlich sind in dieser Aktivität Infrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten des Uniper-Konzerns im Zusammenhang mit seiner Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje enthalten.

Internationale Stromerzeugung

Das Segment Internationale Stromerzeugung gliedert sich in die beiden Aktivitäten Internationale Stromerzeugung – Russland und Internationale Stromerzeugung – Brasilien. Die Aktivität Russland beinhaltet die von der Uniper Gruppe gehaltene 83,7-prozentige Beteiligung (zum 30. Juni 2016) an dem Energieerzeugungsunternehmen Unipro PJSC, zudem sind Beteiligungen in Tschechien, im Wesentlichen eine 52,0-prozentige Beteiligung (zum 30. Juni 2016) an der Teplarna Tabor, a.s. enthalten. Die Aktivität Brasilien beinhaltet die von dem Uniper-Konzern gehaltene 12,3-prozentige Finanzbeteiligung (zum 30. Juni 2016) an dem Energieversorger ENEVA S.A. sowie eine 50-prozentige Beteiligung (zum 30. Juni 2016) an der Pecém II Participacoes S.A., die im brasilianischen Bundesstaat Ceará ein Kohlekraftwerk betreibt. Zusätzlich zu ihrer eigentlichen Tätigkeit stehen sie sämtlichen Segmenten des Uniper-Konzerns mit ihrer Kenntnis des jeweiligen Markts und seinen politischen und regulatorischen Besonderheiten zur Verfügung. So sind die Aktivitäten beispielsweise in ihren jeweiligen Ländern für die Entwicklung von Erzeugungsprojekten von der Voranalyse bis zu Investitionsvorschlägen verantwortlich und sind zudem die alleinigen Ansprechpartner für alle relevanten Interessengruppen, zum Beispiel in der Politik, bei Behörden, Verbänden und Medien.

Darüber hinaus werden unter Administration/Konsolidierung die bereichsübergreifenden nicht operativen Funktionen gebündelt, die zentral für alle Segmente des Uniper-Konzerns wahrgenommen werden. Zudem werden hier die auf Konzernebene durchzuführenden Konsolidierungen vorgenommen.

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die operative Ertragskraft eines Geschäfts wird bei Uniper ein um nicht operative Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern („adjusted EBIT“) verwendet.

Bei dem unbereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern („EBIT“) handelt es sich um das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern des Konzerns nach IFRS unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die operative Ertragskraft des Uniper-Geschäfts wird das unbereinigte EBIT um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt. Im operativen Ergebnis werden auch Erträge aus der Realisierung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen enthalten. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um zusätzliche Aufwendungen, die nicht unmittelbar im Zusammenhang mit dem operativen Geschäft stehen. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden

sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge von Einzelsachverhalten mit seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern nach IFRS auf das bereinigte Ergebnis vor Steuern und Zinsen:

Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern

<u>1. Halbjahr in Mio €</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.471	165
Beteiligungsergebnis	11	4
EBIT	-3.460	169
Nicht operative Bereinigungen	4.595	376
<i>Netto-Buchgewinne/-Buchverluste</i>	-522	—
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	1.034	118
<i>Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement¹⁾</i>	223	42
<i>Nicht operative Impairments (+)/Wertaufholungen (-)²⁾</i>	2.863	144
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis</i>	997	72
Adjusted EBIT	1.135	545
Wirtschaftliche Abschreibungen/Zuschreibungen ^{2), 3)}	405	455
Adjusted EBITDA	1.540	1.000

1) In den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement des Segments Globaler Handel sind im ersten Halbjahr 2016 planmäßige Abschreibungen in Höhe von 8 Mio € (im ersten Halbjahr 2015: 9 Mio €) enthalten.

2) Die nicht operativen Impairments/Wertaufholungen enthalten nicht operative außerplanmäßige Abschreibungen und Wertaufholungen, die durch regelmäßige Werthaltigkeitstests ausgelöst werden. Die Summe der nicht operativen Impairments/Wertaufholungen und der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in den beiden Positionen enthalten sind und ein geringfügiger Teil in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.

3) Die wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen enthalten nur operative Abschreibungen.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die hier ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS ermittelten Kennzahlen abweichen.

Netto-Buchgewinne/-Buchverluste

Die saldierten Buchgewinne/-verluste im Berichtszeitraum in Höhe von 522 Mio € resultierten im Wesentlichen aus der Veräußerung der PEG Infrastruktur AG und Nord Stream AG sowie der AS Latvijas Gāze. Im Vergleichszeitraum des Jahres 2015 fielen keine Buchgewinne an.

Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente

Aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird, resultierte zum 30. Juni 2016 ein negativer Effekt von 1.034 Mio € (erstes Halbjahr 2015: -118 Mio €).

Restrukturierung/Kostenmanagement

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im ersten Halbjahr des Jahres 2016 im Vergleich zum Vorjahr um 181 Mio € gestiegen. Sie betragen im ersten Halbjahr des Jahres 2016 223 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 42 Mio €). Die gestiegenen Aufwendungen fielen im Wesentlichen für die strategische Neuausrichtung an.

Nicht operative Impairments

Im Berichtszeitraum wurden nicht operative Impairments in Höhe von 2.863 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 144 Mio €) erfasst. Für weitere Informationen siehe Textziffer 8.

[DIESE SEITE WURDE ABSICHTLICH FREIGELASSEN]

Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis

Das übrige sonstige nicht operative Ergebnis betrug im ersten Halbjahr des Jahres 2016 -997 Mio € (erstes Halbjahr 2015: -72 Mio €). Die Verschlechterung resultierte im Wesentlichen aus der Bildung einer Drohverlustrückstellung nach IAS 37. Für weitere Informationen siehe Textziffer 8.

Segmentinformationen nach Bereichen

1. Halbjahr in Mio €	Europäische Erzeugung		Globaler Handel	
	2016	2015	2016	2015
Außenumsatz	1.464	1.531	31.352	42.811
Innenumsatz	1.786	2.371	1.475	1.808
Umsatzerlöse	3.250	3.902	32.827	44.619
Adjusted EBITDA	406	515	1.165	420
Wirtschaftliche Abschreibungen/ Zuschreibungen ^{1), 2)}	-286	-320	-70	-86
Adjusted EBIT (Segmentergebnis)	120	195	1.095	334
<i>darin at equity Ergebnis</i> ³⁾	—	-2	59	78
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	897	603	1.111	1.771
Investitionen	177	275	66	58

- 1) Die Summe der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in dieser Position enthalten sind und ein geringfügiger Teil in den Aufwendungen für Restrukturierung/ Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.
- 2) Die wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen enthalten nur operative Abschreibungen.
- 3) Das hier dargestellte at equity Ergebnis wird grundsätzlich um nicht-operative Effekte bereinigt und kann deshalb von dem in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen nach IFRS abweichen.

Bei den in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen. Diese entfallen im ersten Halbjahr des Jahres 2016 in Höhe von 144 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 155 Mio €) auf Wachstumsinvestitionen und in Höhe von 148 Mio € (erstes Halbjahr 2015: 263 Mio €) auf Investitionen in das Anlagevermögen im Zusammenhang mit Ersatzbeschaffungen und Instandhaltungen.

Transaktionen innerhalb des Uniper-Konzerns werden grundsätzlich zu Marktpreisen getätigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow zum operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern:

Operativer Cashflow

1. Halbjahr in Mio €	2016	2015	Differenz
Operativer Cashflow	1.952	2.301	-349
Zinszahlungen	170	39	131
Ertragsteuerzahlungen	12	101	-89
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.134	2.441	-307

<u>Internationale Stromerzeugung</u>		<u>Administration/Konsolidierung</u>		<u>Uniper-Konzern</u>	
<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2015</u>
510	556	1	13	33.327	44.911
—	—	-3.261	-4.179	0	0
510	556	-3.260	-4.166	33.327	44.911
5	150	-36	-85	1.540	1.000
-44	-44	-5	-5	-405	-455
-39	106	-41	-90	1.135	545
-2	-11	—	—	57	65
149	172	-23	-105	2.134	2.441
44	85	5	—	292	418

(16) Zusammengefasste Erläuterung der wesentlichen Veränderungen zum Vorjahr

Die Veränderung der Umsatzerlöse korrespondiert mit der Veränderung des Materialaufwands und resultiert im Wesentlichen aus mengen- und preisbedingten Effekten des Handelsgeschäfts. Zusätzliche Informationen zur Veränderung des Materialaufwands sind in der Textziffer 5 dargestellt.

Die Veränderungen der sonstigen betrieblichen Erträge und korrespondierend der sonstigen betrieblichen Aufwendungen resultieren im Wesentlichen aus der Fair-Value-Bewertung der Derivate zum Stichtag. In den sonstigen betrieblichen Erträgen ist darüber hinaus der Gewinn aus dem Verkauf der PEGI in Höhe von 0,5 Mrd € enthalten. In den sonstigen betrieblichen Aufwendungen sind Grunderwerbsteuern in Höhe von rund 190 Mio € im Zusammenhang mit der Abspaltung selbst sowie ihrer Durchführung enthalten.

Die wesentlichen Veränderungen der Sachanlagen sowie der Abschreibungen sind unter Textziffer 8 dargestellt.

Die langfristigen betrieblichen Verbindlichkeiten verminderten sich im Wesentlichen durch die Fair-Value-Bewertung der Commodity-Derivate.

Die Verringerung der kurzfristigen Finanzforderungen/-verbindlichkeiten resultiert aus der Rückführung von Verbindlichkeiten gegenüber der E.ON SE im Rahmen der Aufrechnung. Zusätzliche Informationen sind in der Textziffer 14 dargestellt.

Die Verringerung der kurzfristigen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerte resultiert aus einem Rückgang der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen korrespondierend mit der Veränderung der Umsatzerlöse und ist im Wesentlichen mengen- und preisbedingt. Ferner führte die Fair-Value-Bewertung der Commodity-Derivate zu einem Rückgang der kurzfristigen sonstigen betrieblichen Vermögenswerte.

Der Anstieg der übrigen langfristigen Rückstellungen resultiert im Wesentlichen aus der Bildung einer Drohverlustrückstellung im Sinne des IAS 37 im zweiten Quartal des Jahres 2016.

Die Verringerung der kurzfristigen Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten resultiert aus einem Rückgang der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen korrespondierend mit der Veränderung des Materialaufwands und ist im Wesentlichen mengen- und preisbedingt. Ferner führte die Fair-Value-Bewertung der Commodity-Derivate zu einem Rückgang der kurzfristigen sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten.

(17) Sonstige wesentliche Sachverhalte

Am 1. Juni 2016 hat die Uniper SE für die Zeit nach der Abspaltung mit einem aus drei Banken bestehenden Konsortium einen Darlehensvertrag über Darlehensfazilitäten in Höhe von insgesamt 5,0 Mrd € abgeschlossen. Aufgrund eines geringeren mittelfristigen Finanzierungsbedarfs, wurde im Juli 2016 die Höhe der unter dem Darlehensvertrag zugesagten Darlehensfazilitäten freiwillig auf 4,5 Mrd € reduziert. Im Rahmen der anschließenden Syndizierung sind am 27. Juli 2016 12 weitere Banken dem Darlehensvertrag beigetreten.

Düsseldorf, den 17. August 2016

Der Vorstand

Klaus Schäfer

Christopher Delbrück

Keith Martin

Eckhardt Rümmler

**Kombinierter Abschluss der Uniper SE (IFRS) für die
zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013
endenden Geschäftsjahre**

Gewinn- und Verlustrechnung der Uniper-Gruppe

in Mio €

	<u>Anhang</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Umsatzerlöse einschließlich Strom- und Energiesteuern		92.338	88.522	95.097
Strom- und Energiesteuern		-223	-297	-347
Umsatzerlöse	(6)	92.115	88.225	94.750
Bestandsveränderungen		4	-64	-17
Andere aktivierte Eigenleistungen	(7)	46	81	81
Sonstige betriebliche Erträge	(8)	10.825	9.462	4.572
Materialaufwand	(9)	-89.306	-84.501	-91.256
Personalaufwand	(12)	-1.260	-1.329	-1.442
Abschreibungen	(14)	-5.357	-5.209	-2.191
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(8)	-10.524	-9.319	-5.082
Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen		60	-388	-340
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern		-3.397	-3.042	-925
Finanzergebnis	(10)	36	-118	-148
<i>Beteiligungsergebnis</i>		-12	10	23
<i>Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge</i>		380	388	258
<i>Zinsen und ähnliche Aufwendungen</i>		-332	-516	-429
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(11)	-396	348	-60
Ergebnis nach Ertragsteuern		-3.757	-2.812	-1.133
<i>Anteil des E.ON-Konzerns</i>		-4.085	-2.550	-1.173
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>		328	-262	40

Aufstellung der im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen der Uniper-Gruppe

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.757	-2.812	-1.133
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	199	-302	37
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen at equity bewerteter Unternehmen	-10	-1	-12
Ertragsteuern	-119	111	-31
Posten, die nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert werden	70	-192	-6
Cashflow Hedges	2	10	6
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	2	21	7
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	—	-11	-1
Weiterveräußerbare Wertpapiere	-420	-313	294
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-385	-281	309
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	-35	-32	-15
Währungsumrechnungsdifferenz	-335	-2.498	-1.087
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-355	-2.498	-1.087
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	20	—	—
At equity bewertete Unternehmen	38	-112	-171
<i>Unrealisierte Veränderung</i>	-29	-112	-171
<i>Ergebniswirksame Reklassifizierung</i>	67	—	—
Ertragsteuern	1	-1	-3
Posten, die anschließend möglicherweise in die Gewinn- oder Verlustrechnung umgegliedert werden	-714	-2.914	-961
Summe der direkt im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen	-644	-3.106	-967
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Summe Comprehensive Income)	-4.401	-5.918	-2.100
<i>Anteil des E.ON-Konzerns</i>	-4.691	-5.354	-2.035
<i>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</i>	290	-564	-65

Bilanz der Uniper-Gruppe – Aktiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember		
		2015	2014	2013
Goodwill	(14)	2.555	4.911	6.372
Immaterielle Vermögenswerte	(14)	2.159	2.436	3.258
Sachanlagen	(14)	14.297	15.717	19.778
At equity bewertete Unternehmen	(15)	1.136	1.401	1.897
Sonstige Finanzanlagen	(15)	558	927	1.306
<i>Beteiligungen</i>		369	743	1.127
<i>Langfristige Wertpapiere</i>		189	184	179
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	3.029	4.104	3.604
Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	4.687	3.158	1.985
Ertragsteueransprüche	(11)	9	14	17
Aktive latente Steuern	(11)	1.031	1.355	1.040
Langfristige Vermögenswerte		29.461	34.023	39.257
Vorräte	(16)	1.734	2.297	2.888
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	(17)	8.359	11.475	10.499
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	(17)	23.085	23.205	18.726
Ertragsteueransprüche	(11)	296	206	146
Liquide Mittel	(18)	360	412	896
<i>Wertpapiere und Festgeldanlagen</i>		60	72	344
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen</i>		1	—	1
<i>Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente</i>		299	340	551
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	(5)	228	2	98
Kurzfristige Vermögenswerte		34.062	37.597	33.253
Summe Aktiva		63.523	71.620	72.510

Bilanz der Uniper-Gruppe – Passiva

in Mio €	Anhang	31. Dezember		
		2015	2014	2013
Eigenkapital (Nettovermögen) entfallend auf den				
E.ON-Konzern	(19)	18.684	25.967	27.744
Kumuliertes Other Comprehensive Income	(20)	-4.223	-3.550	-934
Summe Eigenkapital entfallend auf den E.ON-Konzern		14.461	22.417	26.810
Anteile ohne beherrschenden Einfluss	(21)	540	302	956
Eigenkapital (Nettovermögen)		15.001	22.719	27.766
Finanzverbindlichkeiten	(24)	2.296	5.175	5.387
Betriebliche Verbindlichkeiten	(24)	3.781	2.460	1.702
Ertragsteuern	(11)	—	—	—
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	(22)	796	1.773	1.479
Übrige Rückstellungen	(23)	5.809	5.057	4.844
Passive latente Steuern	(11)	1.622	1.966	2.210
Langfristige Schulden		14.304	16.431	15.622
Finanzverbindlichkeiten	(24)	10.551	8.161	8.307
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	(24)	20.642	21.563	18.349
Ertragsteuern	(11)	338	323	242
Übrige Rückstellungen	(23)	2.569	2.423	2.224
Mit zur Veräußerung gehaltenen Vermögenswerten verbundene Schulden	(5)	118	—	—
Kurzfristige Schulden		34.218	32.470	29.122
Summe Passiva		63.523	71.620	72.510

Kapitalflussrechnung der Uniper-Gruppe

in Mio €	2015	2014	2013
Ergebnis nach Ertragsteuern	-3.757	-2.812	-1.133
Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	5.357	5.209	2.191
Veränderung der Rückstellungen	1.388	460	957
Veränderung der latenten Steuern	-50	-170	-337
Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen und Erträge	-79	214	677
Ergebnis aus dem Abgang von Vermögenswerten	-27	3	4
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-11	4	-3
<i>Beteiligungen</i>	-18	-1	7
<i>Wertpapiere (>3 Monate)</i>	2	—	—
Veränderungen von Posten der betrieblichen Vermögenswerte,			
Verbindlichkeiten und Ertragsteuern	-1.367	-1.467	-1.805
<i>Vorräte sowie Emissionszertifikate</i>	631	767	-152
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	619	2.334	18
<i>Sonstige betriebliche Forderungen und Ertragsteueransprüche</i>	-2.094	-8.037	1.127
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	168	-1.637	-776
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten und Ertragsteuern</i>	-691	5.106	-2.022
Cashflow aus der Geschäftstätigkeit (operativer Cashflow)¹⁾	1.465	1.437	554
Einzahlungen aus dem Abgang von Vermögenswerten	208	170	151
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	94	38	127
<i>Beteiligungen</i>	114	132	24
Auszahlungen für Investitionen	-1.083	-1.531	-2.202
<i>Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen</i>	-992	-1.328	-1.517
<i>Beteiligungen</i>	-91	-203	-685
Einzahlungen aus dem Verkauf von Wertpapieren (>3 Monate) sowie			
Finanzforderungen und Festgeldanlagen	713	911	1.756
Auszahlungen für den Erwerb von Wertpapieren (>3 Monate) sowie			
Finanzforderungen und Festgeldanlagen	-438	-1.055	-722
Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer			
Verfügungsbeschränkung unterliegen	-10	1	—
Cashflow aus der Investitionstätigkeit	-610	-1.504	-1.017
Ein-/Auszahlungen aus Kapitalveränderungen ²⁾	-2	-101	-100
Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern ³⁾	-703	96	849
Gezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	-42	-77	-75
Einzahlungen aus dem Zugang von Finanzverbindlichkeiten	844	622	341
Auszahlungen für die Tilgung von Finanzverbindlichkeiten	-1.076	-503	-274
Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit	-979	37	741

1) Weitere Erläuterungen zum operativen Cashflow sind in den Textziffern 27 und 31 enthalten.

2) In den jeweiligen Jahren sind keine wesentlichen Saldierungen enthalten (enthaltene Einzahlungen 2015: 7 Mio €; 2014: 0 Mio €; 2013 10 Mio €).

3) Die Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern umfassen im Wesentlichen Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge, Auszahlungen aus dem Erwerb von wirtschaftlichen Einheiten i.R.d. legalen Reorganisation und die Finanzierung mit dem E.ON-Konzern.

Kapitalflussrechnung der Uniper-Gruppe

in Mio €

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Liquiditätswirksame Veränderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	-124	-30	278
Wechselkursbedingte Wertänderung der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	83	-181	-58
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresanfang	<u>340</u>	<u>551</u>	<u>331</u>
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente zum Jahresende	299	340	551
Ergänzende Informationen zum Cashflow aus der Geschäftstätigkeit			
Gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen)	-404	-205	-248
Gezahlte Zinsen	-234	-238	-200
Erhaltene Zinsen	82	136	137
Erhaltene Dividenden	60	66	93

1) Weitere Erläuterungen zur Kapitalflussrechnung werden in Textziffer 27 gegeben.

Entwicklung des Eigenkapitals (Nettovermögens)

in Mio €	Eigenkapital (Nettovermögen) entfallend auf den E.ON-Konzern ¹⁾	Kumuliertes Other Comprehensive Income		
		Differenz aus der Währungs-umrechnung	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Cashflow Hedges
Stand zum 1. Januar 2013	25.690	-556	530	-54
Veränderung Kombinierungskreis . . .				
Kapitalherabsetzung				
Dividenden				
Entnahmen/Einlagen	3.235			
Auszahlung aus Anteilswerb				
Comprehensive Income	-1.181	-1.111	293	-36
<i>Ergebnis nach Ertragsteuern</i>	-1.173			
<i>Other Comprehensive Income</i>	-8	-1.111	293	-36
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>	-8			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>		-1.111	293	-36
Stand zum 31. Dezember 2013	27.744	-1.667	823	-90
Stand zum 1. Januar 2014	27.744	-1.667	823	-90
Veränderung Kombinierungskreis . . .				
Kapitalherabsetzung				
Dividenden				
Entnahmen/Einlagen	952			
Auszahlung aus Anteilswerb	9			
Comprehensive Income	-2.738	-2.310	-315	9
<i>Ergebnis nach Ertragsteuern</i>	-2.550			
<i>Other Comprehensive Income</i>	-188	-2.310	-315	9
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>	-188			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>		-2.310	-315	9
Stand zum 31. Dezember 2014	25.967	-3.977	508	-81
Stand zum 1. Januar 2015	25.967	-3.977	508	-81
Veränderung Kombinierungskreis . . .				
Kapitalherabsetzung				
Dividenden				
Entnahmen/Einlagen	-3.265			
Auszahlung aus Anteilswerb				
Comprehensive Income	-4.018	-274	-421	22
<i>Ergebnis nach Ertragsteuern</i>	-4.085			
<i>Other Comprehensive Income</i>	67	-274	-421	22
<i>Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen</i>	67			
<i>Veränderung kumuliertes Other Comprehensive Income</i>		-274	-421	22
Stand zum 31. Dezember 2015	18.684	-4.251	87	-59

1) Die Uniper-Gruppe ist kein Konzern i.S.d. IFRS 10. Der kombinierte Abschluss wurde daher durch Aggregation des Eigenkapitals (Nettovermögens) aufgestellt (siehe Textziffer 2).

<u>Summe Eigenkapital (Nettovermögen) entfallend auf den E.ON-Konzern</u>	<u>Anteile ohne beherrschenden Einfluss (vor der Umgliederung)</u>	<u>Umgliederung im Zusammenhang mit Put-Optionen</u>	<u>Anteile ohne beherrschenden Einfluss</u>	<u>Summe</u>
25.610	1.225	-121	1.104	26.714
				0
	-9		-9	-9
	-74		-74	-74
3.235				3.235
				0
-2.035	-65		-65	-2.100
-1.173	40		40	-1.133
-862	-105		-105	-967
-8	2		2	-6
<u>-854</u>	<u>-107</u>		<u>-107</u>	<u>-961</u>
26.810	1.077	-121	956	27.766
26.810	1.077	-121	956	27.766
	-1		-1	-1
	-9		-9	-9
	-77		-77	-77
952				952
9	-3		-3	6
-5.354	-564		-564	-5.918
-2.550	-262		-262	-2.812
-2.804	-302		-302	-3.106
-188	-4		-4	-192
<u>-2.616</u>	<u>-298</u>		<u>-298</u>	<u>-2.914</u>
22.417	423	-121	302	22.719
22.417	423	-121	302	22.719
				0
	-10		-10	-10
	-42		-42	-42
-3.265				-3.265
				0
-4.691	290		290	-4.401
-4.085	328		328	-3.757
-606	-38		-38	-644
67	3		3	70
<u>-673</u>	<u>-41</u>		<u>-41</u>	<u>-714</u>
14.461	661	-121	540	15.001

Anhang zum Kombinierten Abschluss

(1) Allgemeine Grundlagen

Hintergrund

Zur Umsetzung der neuen Konzernstrategie hat der Vorstand der E.ON SE (im Folgenden „E.ON“) beschlossen, das Segment Erzeugung (mit Ausnahme des deutschen Kernenergiegeschäfts sowie den damit zusammenhängenden Aktivitäten), die Fokusregion Russland, das Segment Globaler Handel, die russischen Geschäftsaktivitäten des Segments Exploration & Produktion, das Geschäftsfeld Wasserkraft und die brasilianischen Geschäftsaktivitäten des Segments Weitere Nicht-EU Länder zu separieren, unter der Uniper AG, Düsseldorf, Deutschland, zusammenzufassen (im Folgenden „Uniper“ oder „Uniper-Gruppe“) und an der Börse zu platzieren. Die Börsenplatzierung soll im Wege der Abspaltung zur Aufnahme mit Ausgabe von Uniper AG-Aktien an die Aktionäre der E.ON SE und der anschließenden Börsennotierung dieser Aktien erfolgen. Die Abspaltung bedarf der Zustimmung durch die Hauptversammlungen der E.ON SE und der Uniper AG.

Sämtliche rechtliche Einheiten, die der Uniper-Gruppe zugeordnet wurden, wurden im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung an die Uniper AG oder an eine ihrer unmittelbaren oder mittelbaren Tochtergesellschaften übertragen. Alle nicht der Uniper-Gruppe zuzurechnenden rechtlichen Einheiten verbleiben im E.ON-Konzern beziehungsweise wurden an den E.ON-Konzern übertragen. Uniper-Geschäftstätigkeiten wurden im Rahmen einer gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung in den unmittelbaren oder mittelbaren Tochtergesellschaften der Uniper AG gebündelt. Geschäftsaktivitäten von Uniper, die bisher nicht in separaten Gesellschaften geführt wurden, wurden überwiegend in einem ersten vorbereitenden Schritt in separate Uniper-Gesellschaften überführt und anschließend transferiert. E.ON zuzurechnende Geschäftsaktivitäten, die von Uniper-Gesellschaften erbracht wurden, sind auf E.ON-Gesellschaften übertragen worden. Im Zuge der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung wurden sämtliche Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge („BGAV“) zwischen Gesellschaften der Uniper-Gruppe und E.ON SE sowie anderen E.ON-Konzerngesellschaften zum Ende des Geschäftsjahres 2015, also spätestens mit Wirkung zum 31. Dezember 2015, einvernehmlich aufgehoben oder auf eine Gesellschaft derselben Gruppe ausgegliedert.

Obergesellschaft des zukünftigen Uniper-Konzerns und damit Emittentin für den geplanten Börsengang ist die Uniper AG, Düsseldorf, Deutschland, (vormals E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover). Das operative Geschäft ist in der direkten Tochtergesellschaft Uniper Holding GmbH, Düsseldorf, (vormals E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH, Hannover) beziehungsweise deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften gebündelt. Neben der Uniper AG fungiert die Uniper Beteiligungs GmbH, Düsseldorf (vormals Uniper GmbH, Düsseldorf) als weitere Transaktionsgesellschaft. Diese drei Gesellschaften sind jeweils unmittelbar oder mittelbar 100-prozentige Tochterunternehmen der E.ON SE.

Die E.ON SE beabsichtigt vorbehaltlich der Zustimmung der Hauptversammlungen der E.ON SE und der Uniper AG, sämtliche Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH auf die Uniper AG als übernehmenden Rechtsträger im Wege einer Abspaltung zur Aufnahme gemäß Umwandlungsgesetz zu übertragen. Als Gegenleistung für die Abspaltung sämtlicher Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH sollen die E.ON-Aktionäre entsprechend ihrer Beteiligung an der E.ON SE neu ausgegebene Aktien von der Uniper AG erhalten, die aus einer Kapitalerhöhung gegen Sacheinlage (Einbringung sämtlicher Geschäftsanteile an der Uniper Beteiligungs GmbH in die Uniper AG) stammen. Als Folge dieser gesellschaftsrechtlichen Maßnahmen wird die Uniper AG nach Eintragung der Abspaltung in die zuständigen Handelsregister direkt 100 Prozent der Anteile an der Uniper Beteiligungs GmbH halten. Die E.ON SE wird ihrerseits (indirekt über die E.ON Beteiligungen GmbH) mit 46,65 Prozent und die E.ON-Aktionäre mit den restlichen 53,35 Prozent am Grundkapital der Uniper AG beteiligt sein.

Gemäß der Verordnung (EG) Nr. 809/2004 der Kommission (sogenannte Prospektverordnung „EPV“) muss ein Emittent in seinem Wertpapierprospekt historische Finanzinformationen darstellen, die die letzten drei Geschäftsjahre abdecken. Im vorliegenden Fall betrifft dies Informationen für die Geschäftsjahre vom 1. Januar 2015 bis 31. Dezember 2015, vom 1. Januar 2014 bis 31. Dezember 2014 und vom 1. Januar 2013 bis 31. Dezember 2013.

Die Uniper AG hat eine „komplexe finanztechnische Vorgeschichte“ im Sinne der EPV Nr. 211/2007, da zum 31. Dezember 2015 die gesellschaftsrechtliche Umstrukturierung und damit die Übertragung der Uniper-Geschäftsaktivitäten auf die Uniper AG beziehungsweise ihre unmittelbaren

und mittelbaren Tochtergesellschaften noch nicht vollständig abgeschlossen waren. Daher hat die Uniper AG für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 einen Kombinierten Abschluss erstellt. Dieser besteht aus den IFRS-Konzernfinanzinformationen der Uniper AG, der Uniper Beteiligungs GmbH sowie der Uniper Holding GmbH und deren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, wie sie in den E.ON-Konzernabschluss einbezogen wurden. Die der Uniper-Gruppe zugeordneten Geschäftsaktivitäten, die bisher in E.ON-Konzerngesellschaften erbracht wurden, wurden mit ihren historischen Werten erfasst. Weitere Informationen zum Kombinierten Abschluss und zu den Grundlagen der Erstellung des Kombinierten Abschlusses sind unter Textziffer 2 dargestellt.

Der Kombinierte Abschluss („Kombinierter Abschluss“), der nach den International Financial Reporting Standards („IFRS“), wie sie in der Europäischen Union („EU“) anzuwenden sind, erstellt wurde, besteht aus einer Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung, einer Kombinierten Aufstellung der im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen, einer Kombinierten Bilanz, einer Kombinierten Kapitalflussrechnung, einer Entwicklung des Eigenkapitals (Nettovermögens) und einem Anhang zu dem Kombinierten Abschluss für die Geschäftsjahre 2015, 2014 und 2013 („Kombinierter Anhang“). Der Kombinierte Abschluss wurde in Euro aufgestellt. Soweit nicht anders vermerkt, werden alle Beträge in Millionen Euro (Mio €) angegeben. Dieser Kombinierte Abschluss ist am 30. März 2016 durch den Vorstand der Uniper AG, E.ON Platz 1, 40479 Düsseldorf, Deutschland, aufgestellt worden.

Beschreibung des Uniper-Geschäfts

Die Geschäftstätigkeit der Uniper-Gruppe umfasst die folgenden Tätigkeitsfelder:

- **Die Europäische Erzeugung** umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme vorhandenen Erzeugungsanlagen der Uniper-Gruppe in Europa. Neben fossilen Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Öl- sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Sonnenenergie- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung an das Segment Globaler Handel verkauft, das die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind im Segment Europäische Erzeugung auch die Vermarktung von Energiedienstleistungen, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Handelsdienstleistungen („Third Party Services“) reichen, und die Bereitstellung technischer Dienstleistungen durch die Uniper Engineering GmbH enthalten.
- **Der Globale Handel** bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper-Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, der erzeugte Strom vermarktet sowie das Portfolio über die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes optimiert. Zusätzlich sind in dieser Aktivität Infrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten der Uniper-Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje enthalten.
- **Die Internationale Stromerzeugung** bündelt das operative Stromerzeugungsgeschäft der Uniper-Gruppe in Russland und Brasilien. Für das Geschäft in Russland nimmt die OAO E.ON Russia, eine in Russland börsennotierte mittelbare Tochtergesellschaft der Uniper AG, jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängenden Aktivitäten wahr. Hierzu gehören unter anderem die Beschaffung der in den Kraftwerken notwendigen Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel und der Absatz der erzeugten Energie. Das Geschäft der Uniper-Gruppe in Brasilien besteht im Wesentlichen aus einer von der Uniper-Gruppe gehaltenen 12,3-prozentigen Finanzbeteiligung an dem Energieversorger ENEVA S.A. sowie einer 50-prozentigen Beteiligung an der Pecém II Participações S.A., die ein Kohlekraftwerk betreibt.

Die Uniper-Gruppe ist in verschiedenen rechtlichen Einheiten weltweit tätig und ist bislang im Konzernabschluss der E.ON SE für das Geschäftsjahr 2015 im Wesentlichen in den berichtspflichtigen Segmenten Erzeugung, Globaler Handel, Exploration & Produktion, Erneuerbare Energien (Wasserkraft), Fokusregion Russland und Weitere Nicht-EU Länder (Brasilien) enthalten.

(2) Grundlagen der Erstellung des Kombinierten Abschlusses

Übereinstimmung mit IFRS

Die Uniper AG hat diesen Kombinierten Abschluss nach den International Financial Reporting Standards („IFRS“) und den Interpretationen des IFRS Interpretations Committee („IFRIC“) aufgestellt, die bis zum Ende der Berichtsperiode von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der EU übernommen wurden. Die IFRS enthalten keine spezifischen Regelungen für die Erstellung eines Kombinierten Abschlusses. Daher ist für die Erstellung von Kombinierten Abschlüssen IAS 8 „Rechnungslegungsmethoden, Änderungen von rechnungslegungsbezogenen Schätzungen und Fehler“ (IAS 8) anzuwenden.

Für den im Folgenden dargestellten Kombinierten Abschluss der Uniper-Gruppe wurde die Methode der Buchwertfortführung entsprechend den Regelungen zu Unternehmenszusammenschlüssen unter gemeinsamer Beherrschung angewandt. Der Kombinierte Abschluss der Uniper-Gruppe bildet die Uniper-Gesellschaften und die der Uniper zugeordneten Geschäftsaktivitäten ab, wie sie historisch in den IFRS-Konzernabschluss der E.ON SE einbezogen wurden. Dabei verwendet die Uniper AG grundsätzlich die gleichen Bilanzierungsgrundsätze und Wertansätze für die Erstellung des Kombinierten Abschlusses, die auch für die Erstellung des IFRS-Konzernabschlusses der E.ON SE zur Anwendung kamen. Anpassungen an diese Vorgehensweise wurden hinsichtlich der Transaktionen mit E.ON-Konzerngesellschaften vorgenommen. Transaktionen zwischen der Uniper-Gruppe und dem übrigen Teil des E.ON-Konzerns wurden in Übereinstimmung mit IFRS bilanziert und als Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen klassifiziert. IFRS-Rechnungslegungsstandards, die von der E.ON SE in den Geschäftsjahren 2013 bis 2015 erstmals neu angewendet wurden, wurden entsprechend der jeweiligen Erstanwendungszeitpunkte bei E.ON im Kombinierten Abschluss der Uniper AG übernommen.

Die IFRS-Konzernfinanzinformationen der kombinierten Gesellschaften und Geschäftsaktivitäten der Uniper-Gruppe sind jeweils auf den Stichtag des Kombinierten Abschlusses aufgestellt. Der Werterhellungszeitraum des Kombinierten Abschlusses ist identisch mit dem des E.ON-Konzernabschlusses. Gleichwohl werden wesentliche Sachverhalte bis zum Zeitpunkt der Aufstellung dieses Abschlusses in Textziffer 32 erläutert.

Kombinierungskreis

Die Uniper-Gruppe besteht aus der Uniper AG und ihren unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften, der Uniper Beteiligungs GmbH sowie aus Uniper-Geschäftsaktivitäten, die in unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften der E.ON SE erbracht wurden. Die rechtlichen Übertragungen der im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung der Uniper-Gruppe zugeordneten rechtlichen Einheiten wurden bis zum 31. Dezember 2015 abgeschlossen. Weitere operative Geschäftstätigkeiten, wie zum Beispiel Teile des deutschen Strom- und Gas-Großkundengeschäft, wurden am 1. Januar 2016 auf die Uniper übertragen. Ab dem 1. Januar 2016 sind sämtliche operative Uniper-Geschäftstätigkeiten in unmittelbaren und mittelbaren Tochtergesellschaften der Uniper AG enthalten.

Der Kombinierungskreis für den Kombinierten Abschluss der Uniper-Gruppe für die zum 31. Dezember 2015, 31. Dezember 2014 und 31. Dezember 2013 endenden Geschäftsjahre wurde nach Maßgabe des „Legal Reorganisation“-Ansatzes bestimmt. Sofern die an Uniper übertragenen Geschäftsaktivitäten die Definition eines Geschäftsbetriebs („Business“) gemäß IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (IFRS 3) erfüllten, wurden die entsprechenden Vermögenswerte und Verpflichtungen sowie Aufwendungen und Erträge im gesamten Berichtszeitraum, das heißt ab dem 1. Januar 2013, im Kombinierten Abschluss und damit im Kombinierungskreis der Uniper-Gruppe berücksichtigt. Wurden Geschäftsaktivitäten, die diese IFRS 3 Definition erfüllen, im Berichtszeitraum verkauft beziehungsweise auf E.ON-Konzerngesellschaften übertragen, wurden die entsprechenden Vermögenswerte und Verpflichtungen sowie Aufwendungen und Erträge im gesamten Berichtszeitraum nicht in den Kombinierten Abschluss der Uniper-Gruppe einbezogen. Die Übertragungen von Geschäftsbetrieben unter gemeinsamer Beherrschung der E.ON SE wurden zu den im E.ON-Konzern erfassten Buchwerten im Kombinierten Abschluss abgebildet.

Vermögenswerte und Verpflichtungen, die die Definition eines Geschäftsbetriebs nach IFRS 3 nicht erfüllen, wurden zum Übertragungszeitpunkt mit dem Marktwert als Anschaffungskosten in den Kombinierten Abschluss einbezogen beziehungsweise zum Zeitpunkt der Veräußerung als Abgang zum Marktwert erfasst.

Ein vollständiger Überblick über die im Kombinerungskreis enthaltenen Gesellschaften, die der Uniper-Gruppe im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen in Vorbereitung der Abspaltung zugeordnet wurden, findet sich in Textziffer 33 des Kombinierten Anhangs.

Uniper-Geschäftsaktivitäten, die im E.ON-Konzern in rechtlichen Einheiten gebündelt waren und im Rahmen der umfangreichen gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen an die Uniper Holding GmbH übertragen wurden, wurden jeweils auf Grundlage ihrer historischen IFRS-Konzernfinanzinformationen, wie sie im E.ON-Konzernabschluss erfasst wurden, in den Kombinierten Abschluss der Uniper-Gruppe einbezogen.

Bei Gesellschaften mit im E.ON-Konzern verbleibenden Geschäftsaktivitäten, deren Uniper zuzurechnende Geschäftsbetriebe in rechtlich selbständige Uniper-Gesellschaften übertragen wurden, wurden die zugeordneten Vermögenswerte und Verpflichtungen sowie die Arbeitsverhältnisse der entsprechenden Mitarbeiter auf Uniper-Gesellschaften transferiert. Diese Übertragungen auf bereits bestehende beziehungsweise neu gegründete Uniper-Gesellschaften erfolgten weitgehend im Geschäftsjahr 2015. Für diese übertragenen Unternehmensteile sind separate IFRS-Konzernfinanzinformationen erstellt worden, die in den Kombinierten Abschluss einbezogen wurden. Für die Zwecke des Kombinierten Abschlusses wurden Erträge, Aufwendungen, Vermögenswerte, Verpflichtungen und soweit erforderlich im kumulierten Other Comprehensive Income erfasste Positionen den jeweiligen Uniper-Geschäftsaktivitäten zugeordnet. Die Zuordnung von Vermögenswerten und Schulden sowie Erträgen und Aufwendungen erfolgte direkt oder, sofern dies nicht möglich war, indirekt mit Hilfe von sachgerechten Allokationsschlüsseln (zum Beispiel auf Basis der Mitarbeiterzahl oder des Umsatzes), die stetig in den Berichtsperioden angewendet wurden.

Die Uniper-Gruppe bezog beziehungsweise erbrachte administrative Dienstleistungen von beziehungsweise für übrige E.ON-Konzerngesellschaften. Diese Dienstleistungen wurden in den Berichtsperioden durch die erbringenden Einheiten weiterbelastet und sind mit den historischen Werten in der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten. Servicegesellschaften sowie die zugehörigen Vermögenswerte und Verpflichtungen wurden entweder transferiert oder die Dienstleistungen werden zukünftig temporär auf Basis von Dienstleistungsverträgen (sogenannte „Transitional Service Agreements“) erbracht.

Holdingsgesellschaften wie die E.ON SE oder die E.ON Sverige AB erbrachten zentral Aufwendungen für verschiedene Dienstleistungen auch für die Uniper-Gruppe. Diese Dienstleistungen wurden in den Berichtsperioden durch die erbringenden Einheiten grundsätzlich weiterbelastet und sind mit den historischen Werten in der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung enthalten. Uniper zuzuordnende, aber in der Vergangenheit nicht weiterbelastete Dienstleistungen wurden direkt beziehungsweise, soweit dies nicht möglich war, auf Basis von sachgerechten Allokationsschlüsseln verteilt und im Kombinierten Abschluss der Uniper AG erfasst. Die zukünftig für Uniper tätigen Mitarbeiter der E.ON SE sind am 1. Januar 2016 in die Uniper-Gruppe gewechselt.

Konsolidierungsgrundsätze des Kombinierten Abschlusses

Die Übertragungen von Geschäftsbetrieben zwischen der Uniper-Gruppe und dem E.ON-Konzern wurden als Transaktionen unter gemeinsamer Beherrschung qualifiziert. In der Uniper-Gruppe wurden unter Inanspruchnahme des Wahlrechts grundsätzlich die historischen E.ON-Konzernbuchwerte fortgeführt. Ein aus den Transaktionen entstehender Unterschiedsbetrag wurde erfolgsneutral als Einlage beziehungsweise Entnahme im Eigenkapital (Nettovermögen) erfasst. Die so erworbenen Geschäftsbetriebe wurden retrospektiv für alle in dem Kombinierten Abschluss dargestellten Berichtsperioden abgebildet. Die mit den entsprechenden gesellschaftsrechtlichen Vorgängen verbundenen Zahlungen wurden im Eigenkapital als Einlage beziehungsweise Entnahme des Gesellschafters erfasst.

Alle Aufwendungen, Erträge, Vermögenswerte und Verpflichtungen, die der Uniper-Gruppe wirtschaftlich zuzurechnen waren, wurden in dem Kombinierten Abschluss der Uniper-Gruppe abgebildet.

Für Perioden im Berichtszeitraum 2013 bis 2015, in denen eine Konsolidierungspflicht gemäß IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (IFRS 10) noch nicht gegeben war, wurden die Gesellschaften beziehungsweise die Geschäftsaktivitäten kombiniert. Die Beteiligungsbuchwerte und der jeweilige Anteil der Uniper AG am Eigenkapital ihrer Tochtergesellschaften wurden gemäß den einschlägigen IFRS-Vorschriften behandelt. Wurden im Rahmen der legalen Reorganisation der Uniper-Gruppe

Gegenleistungen von Uniper an den E.ON-Konzern beziehungsweise vice versa gewährt, wurden diese zum Zeitpunkt der Übertragung als Entnahmen beziehungsweise Einlagen der Gesellschafterin E.ON SE dargestellt.

Der Kombinierte Abschluss enthält überdies Gemeinschaftsunternehmen und assoziierte Unternehmen, die im Wege der Equity-Methode berücksichtigt wurden. Bei Beteiligungen, die nach der Equity-Methode bewertet sind, wurden die Anschaffungskosten jährlich um die anteiligen Eigenkapitalveränderungen erhöht beziehungsweise vermindert. Bei der erstmaligen Einbeziehung von Beteiligungen nach der Equity-Methode wurden Unterschiedsbeträge aus der Erstkonsolidierung entsprechend den Grundsätzen der Vollkonsolidierung behandelt.

Uniper interne Salden und Transaktionen sowie alle Zwischengewinne und -verluste aus Transaktionen innerhalb der Uniper-Gruppe wurden für Zwecke des Kombinierten Abschlusses eliminiert.

Darüber hinaus wurden die Auswirkungen der Kombinierungsbuchungen auf die latenten Steuern erfasst.

Kombinierte Kapitalflussrechnung

Operative Transaktionen der Uniper-Gruppe mit dem E.ON-Konzern wurden im Cashflow aus der Geschäftstätigkeit ausgewiesen. Finanzielle Transaktionen (insbesondere Cash Pooling) mit dem E.ON-Konzern sind im Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit enthalten. Die Geschäftsvorfälle mit dem E.ON-Konzern umfassen zudem Ein- und Auszahlungen im Zusammenhang mit BGAV zwischen Uniper-Gesellschaften und E.ON-Konzerngesellschaften, Einlagen und Entnahmen im Zusammenhang mit der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung sowie die im Rahmen des „Separate Tax Return Approach“ (siehe Ausführungen im Verlauf des Kapitels) als Einlagen beziehungsweise Entnahmen dargestellten Steuerforderungen, Steuerverbindlichkeiten und latenten Steuern.

Dienstleistungsumlagen der Holdinggesellschaften wurden ebenso wie Steueraufwendungen und Steuererträge aus dem „Separate Tax Return Approach“ im operativen Cashflow berücksichtigt.

Goodwill-Allokation

Die Zuordnung des Goodwills zur Uniper-Gruppe erfolgte anhand der relativen Zeitwerte der goodwilltragenden zahlungsmittelgenerierenden Einheiten („Cash Generating Units“) der Uniper-Gruppe und den goodwilltragenden Cash Generating Units des E.ON-Konzerns zum Zeitpunkt der Transaktionen unter gemeinsamer Beherrschung im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierung. Die so ermittelten Verhältnisse wurden auf den Goodwillbestand der jeweiligen goodwilltragenden Cash Generating Unit des E.ON-Konzerns zum 1. Januar 2013 angewandt. Ab dem 1. Januar 2013 wurde der zugeordnete Goodwill im Kombinierten Abschluss innerhalb der Uniper-Gruppe unter Berücksichtigung der Vorschriften des IAS 36 „Wertminderung von Vermögenswerten“ (IAS 36) fortentwickelt.

Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Im Kombinierten Abschluss sind die der Uniper zugeordneten Pensionsverpflichtungen und das entsprechende Planvermögen beziehungsweise entsprechende Erstattungsansprüche dargestellt. Die Bewertung der Verpflichtungen erfolgte auf Basis von versicherungsmathematischen Gutachten. In den Uniper-Gesellschaften wurden sowohl aktive als auch nicht aktive Mitarbeiter berücksichtigt. Für zukünftige Uniper-Mitarbeiter, die in den Berichtsperioden noch in E.ON-Gesellschaften tätig waren beziehungsweise sind, werden grundsätzlich nur die ihnen zuzurechnenden Verpflichtungen berücksichtigt. Der Übertritt von Mitarbeitern und damit verbunden die Übertragung ihrer Versorgungsansprüche kann lokalen Vorschriften beziehungsweise der Zustimmung der Mitarbeiter unterliegen und deshalb von den im Kombinierten Abschluss dargestellten Verpflichtungen abweichen. Der Übertritt der Mitarbeiter in die Uniper-Gesellschaften erfolgte hauptsächlich im Berichtszeitraum. Die Verpflichtungen wurden im Wesentlichen personenindividuell ermittelt und nur in Ausnahmefällen mit Hilfe eines mitarbeiterbezogenen Schlüssels allokiert. Die versicherungsmathematischen Bewertungsparameter wurden spezifisch für die Uniper-Gruppe ermittelt und angewendet (siehe Textziffer 22).

Die Planvermögen wurden, sofern nicht eindeutig zuordenbar, im Wesentlichen auf Basis der Höhe der Verpflichtungen der Anteilnehmer aufgeteilt, wobei gegebenenfalls die im Rahmen der Übertragung anzuwendenden lokalen Vorschriften berücksichtigt wurden. Freistellungsforderungen der Uniper-Gesellschaften gegenüber der MEON Pensions GmbH & Co. KG (MEON) wurden zum 31. Dezember 2014 und 2013 als Freistellungsansprüche (Erstattungsansprüche im Sinne des IAS 19) dargestellt (weitere Informationen hierzu sind in Textziffer 22 enthalten). Die finale Aufteilung des zu übertragenden Planvermögens kann aufgrund von lokalen Vorschriften und Gesetzen, die bei der Übertragung zu berücksichtigen sind, von dem im Kombinierten Abschluss dargestellten Planvermögen abweichen.

Kapitalstruktur

Das Eigenkapital der Uniper-Gruppe besteht aus dem auf den E.ON-Konzern entfallenden Nettovermögen, kumulierten Other Comprehensive Income und Anteilen ohne beherrschenden Einfluss. Da es sich um einen Kombinierten Abschluss handelt, weist dieser kein gezeichnetes Kapital aus.

Die Finanzierung der Uniper-Gruppe erfolgte in den Berichtszeiträumen überwiegend durch den E.ON-Konzern. Die Kapitalstruktur der Uniper-Gruppe zum Zeitpunkt der Börsenplatzierung wird sich von der Kapitalstruktur im Kombinierten Abschluss unterscheiden. Angestrebt ist vor der Börsennotierung eine Ablösung der Nettoverschuldung gegenüber dem E.ON-Konzern durch externe Finanzierungsmaßnahmen sowie ein Investment-Grade-Rating von einer der großen Rating-Agenturen.

Ertragsteuern und latente Steuern

Ertragsteuern werden unter der Annahme ermittelt, dass die Gesellschaften beziehungsweise Geschäftsaktivitäten der Uniper-Gruppe eigenständige Steuersubjekte darstellen (sogenannter „Separate Tax Return Approach“). Diese Annahme impliziert, dass die laufenden und latenten Steuern aller Gesellschaften und Geschäftsaktivitäten sowie der Organschaften innerhalb der Uniper-Gruppe separat berechnet werden und die Beurteilung der Werthaltigkeit aktiver latenter Steuern unter dieser Prämisse erfolgt. Aktive latente Steuern auf steuerliche Verlustvorträge wurden im Kombinierten Abschluss angesetzt, sofern eine künftige Verrechnung mit positiven Ergebnissen der jeweiligen Gesellschaften beziehungsweise Geschäftsaktivitäten innerhalb der Uniper-Gruppe wahrscheinlich ist. Für Gesellschaften beziehungsweise Geschäftsaktivitäten, die in Vorjahren keine eigenständigen Ertragsteuersubjekte waren, wurden die jeweiligen Steuerforderungen und -verbindlichkeiten sowie aktive latente Steuern auf Verlustvorträge in den entsprechenden Jahren als Einlage beziehungsweise Entnahme der Gesellschafter, die nicht Bestandteil der Uniper-Gruppe sind, behandelt.

Forderungen und Verbindlichkeiten der Uniper AG gegenüber der E.ON SE aufgrund umsatzsteuerlicher Organschaft werden unter den sonstigen Steuerforderungen beziehungsweise -verbindlichkeiten ausgewiesen.

Das Uniper-Management erachtet die Vorgehensweise einer Betrachtung als eigenständige Steuersubjekte als angemessen, jedoch nicht notwendigerweise indikativ für einen Steueraufwand oder -ertrag, der sich ergeben hätte, wären die Gesellschaften tatsächlich eigenständige Steuersubjekte gewesen.

Unsicherheiten aufgrund von Schätzungen im Kombinierten Abschluss

Die hier dargestellten kombinierten Finanzinformationen spiegeln nicht notwendigerweise die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage sowie die Kapitalstruktur wider, die sich ergeben hätten, wenn die Uniper-Gruppe in den Berichtsperioden bereits als eigenständiger Konzern existiert hätte. Die fehlende historische Einheit und Eigenständigkeit der Uniper-Gruppe schränken die Aussagekraft der kombinierten Finanzinformationen aus diesen Gründen ein. Aus den kombinierten Finanzinformationen kann deshalb auch keine Prognose über die zukünftige Entwicklung der in der Uniper-Gruppe gebündelten Geschäftsaktivitäten abgeleitet werden.

Bei der Aufstellung des Kombinierten Abschlusses werden insbesondere für zu übertragende Geschäftsaktivitäten und zu allozierende Aufwendungen für von E.ON-Konzerngesellschaften erbrachte administrative Dienstleistungen zusätzliche Annahmen und Schätzungen getroffen, die Auswirkungen auf Höhe und Ausweis der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie der Eventualverbindlichkeiten haben.

(3) Zusammenfassung der wesentlichen Grundsätze der Rechnungslegung

Die folgenden wesentlichen Rechnungslegungsgrundsätze kamen in den Berichtsperioden 2015, 2014 und 2013 in der Uniper-Gruppe zur Anwendung:

Währungsumrechnung

Transaktionen der Gesellschaft, die in einer Fremdwährung erfolgen, werden mit dem Wechselkurs zum Zeitpunkt des Zugangs umgerechnet. Monetäre Posten in Fremdwährung werden zu jedem Bilanzstichtag mit dem dann geltenden Wechselkurs umgerechnet; dabei entstehende Umrechnungsdifferenzen werden ebenso wie die Effekte bei Realisierung ergebniswirksam erfasst und in den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise sonstigen betrieblichen Aufwendungen ausgewiesen.

Die funktionale Währung sowie die Berichtswährung der Uniper AG ist der Euro. Die Vermögens- und Schuldposten der ausländischen Uniper-Gesellschaften mit einer anderen funktionalen Währung als dem Euro werden zu den am Bilanzstichtag geltenden Mittelkursen umgerechnet, während die entsprechenden Posten der Gewinn- und Verlustrechnung zu Jahresdurchschnittskursen umgerechnet werden. Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung der Vermögens- und Schuldposten gegenüber der Umrechnung des Vorjahres sowie Umrechnungsdifferenzen zwischen der Gewinn- und Verlustrechnung und der Bilanz werden ergebnisneutral innerhalb des Nettovermögens als Bestandteil des Other Comprehensive Income gesondert ausgewiesen.

Umrechnungseffekte, die auf die Anschaffungskosten von als weiterveräußerbare Wertpapiere klassifizierte monetären Finanzinstrumenten entfallen, sind erfolgswirksam zu erfassen. Auf die Fair-Value-Anpassungen monetärer Finanzinstrumente entfallende Umrechnungseffekte sowie Währungsumrechnungseffekte für nicht monetäre, als weiterveräußerbare klassifizierte Finanzinstrumente werden erfolgsneutral innerhalb des Nettovermögens als Bestandteil des Other Comprehensive Income erfasst.

Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen. Der brasilianische Real ist nicht frei konvertierbar.

Die Wechselkurse wesentlicher Währungen von Ländern, die nicht an der Europäischen Währungsunion teilnehmen, haben sich wie folgt entwickelt:

Währungen

	ISO-Code	1 €, Mittelkurs zum Stichtag		
		2015	2014	2013
Britisches Pfund	GBP	0,73	0,78	0,83
Brasilianischer Real	BRL	4,31	3,22	3,26
Russischer Rubel	RUB	80,67	72,34	45,32
Schwedische Krone	SEK	9,19	9,39	8,86
US-Dollar	USD	1,09	1,21	1,38

Währungen

	ISO-Code	1 €, Jahresdurchschnittskurs		
		2015	2014	2013
Britisches Pfund	GBP	0,73	0,81	0,85
Brasilianischer Real	BRL	3,70	3,12	2,87
Russischer Rubel	RUB	68,07	50,95	42,23
Schwedische Krone	SEK	9,35	9,10	8,65
US-Dollar	USD	1,11	1,33	1,33

Ertragsrealisierung

a) Umsatzerlöse

Die Realisierung der Umsatzerlöse erfolgt grundsätzlich zum Zeitpunkt der Lieferung oder mit Erfüllung der Leistung an den Kunden beziehungsweise Erwerber. Die Lieferung gilt als abgeschlossen, wenn entsprechend den vertraglichen Vereinbarungen die mit dem Eigentum

verbundenen Risiken auf den Käufer übergegangen sind, das Entgelt vertraglich festgelegt ist und die Erfüllung der Forderung wahrscheinlich ist. Die Umsatzerlöse für Güter beziehungsweise Dienstleistungen bemessen sich nach dem Fair Value der erhaltenen oder zu erhaltenden Gegenleistung. Sie spiegeln den Wert der gelieferten Einheiten, einschließlich der geschätzten Werte für Einheiten zwischen der letzten Abrechnung und dem Periodenende, wider.

Umsatzerlöse beinhalten die EEG-Umlage und werden ohne Umsatzsteuer, Retouren, Rabatte und Preisnachlässe und nach Eliminierung von Verkäufen innerhalb der Uniper-Gruppe ausgewiesen.

Die Umsatzerlöse resultieren überwiegend aus den Verkäufen von Strom und Gas an Industriekunden, gewerbliche Abnehmer sowie an Großhandelsmärkten einschließlich der zugehörigen Absicherungsgeschäfte. In diesem Posten werden auch Erlöse aus dem Transport von Gas sowie aus Lieferungen von Dampf, Wärme und Wasser ausgewiesen.

b) Zinserträge

Zinserträge werden zeitanteilig unter Anwendung der Effektivzinsmethode erfasst.

c) Dividendenerträge

Dividendenerträge werden zu dem Zeitpunkt erfasst, in dem das Recht auf den Empfang der Zahlung entsteht.

Strom- und Energiesteuern

Die Stromsteuer entsteht bei Stromlieferungen an Endverbraucher und weist einen pro Kilowattstunde (kWh) fixen, nach Abnehmergruppen differenzierten Tarif auf. Die geleisteten Strom- und Energiesteuern werden offen von den Umsatzerlösen abgesetzt.

Goodwill und immaterielle Vermögenswerte

Goodwill

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich einer Werthaltigkeitsprüfung auf der Betrachtungsebene Cash Generating Units unterzogen. Bei Eintritt besonderer Ereignisse, die dazu führen können, dass der Buchwert einer Cash Generating Unit nicht mehr durch den erzielbaren Betrag gedeckt ist, ist auch unterjährig ein Impairment-Test durchzuführen.

Die Zuordnung von neu entstandenem Goodwill erfolgt jeweils zu den Cash Generating Units, von denen erwartet wird, dass sie aus dem Zusammenschluss Nutzen ziehen. Die Cash Generating Units, denen Goodwill zugeordnet ist, entsprechen den operativen Segmenten, da Goodwill lediglich auf dieser Ebene berichtet und in Steuerungskennzahlen berücksichtigt wird. Die Goodwill-Impairment-Tests werden, von Ausnahmen abgesehen, in Euro durchgeführt, wobei der zugrunde liegende Goodwill stets in funktionaler Währung geführt wird.

Zur erstmaligen Zuordnung des Goodwills für Zwecke der Erstellung des Kombinierten Abschlusses wird auf Textziffer 2 verwiesen.

Die Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills erfolgt, indem der erzielbare Betrag einer Cash Generating Unit mit ihrem Buchwert einschließlich Goodwill verglichen wird. Der erzielbare Betrag ist der höhere der beiden Werte aus Fair Value abzüglich Veräußerungskosten der Cash Generating Unit und deren Nutzungswert. Die Uniper-Gruppe ermittelt zur Bestimmung des erzielbaren Betrags einer Cash Generating Unit zunächst den Fair Value (abzüglich Veräußerungskosten) mittels allgemein anerkannter Bewertungsverfahren. Die Basis hierfür ist die Mittelfristplanung der jeweiligen Cash Generating Unit. Die Bewertung erfolgt anhand von Discounted-Cashflow-Berechnungen und wird, sofern verfügbar, mittels geeigneter Multiplikatoren plausibilisiert. Zudem werden – sofern vorhanden – Markttransaktionen oder Bewertungen Dritter für ähnliche Vermögenswerte berücksichtigt. Bei Bedarf wird zudem eine Berechnung des Nutzungswerts durchgeführt. In Abgrenzung zur Ermittlung des Fair Values erfolgt die Berechnung des Nutzungswerts aus der Sichtweise des Managements. In Einklang mit IAS 36 wird außerdem sichergestellt, dass insbesondere Restrukturierungsaufwendungen sowie Erst- und Erweiterungsinvestitionen (sofern diese noch nicht begonnen wurden) nicht in die Bewertung einbezogen werden.

Falls der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt, so ist auf den dieser Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill eine Wertminderung in Höhe des Differenzbetrags zu erfassen.

Übersteigt der identifizierte Abwertungsbedarf den der Cash Generating Unit zugeordneten Goodwill, sind die übrigen Vermögenswerte der Einheit im Verhältnis ihrer Buchwerte abzuschreiben. Eine Abstockung einzelner Vermögenswerte darf lediglich dann vorgenommen werden, wenn hierdurch der jeweilige Buchwert den höheren der folgenden Werte nicht unterschreiten würde:

- den Fair Value abzüglich Veräußerungskosten,
- den Nutzungswert oder
- den Wert null.

Die jährliche Werthaltigkeitsprüfung des Goodwills auf Ebene der Cash Generating Units erfolgt in der Uniper-Gruppe jeweils im vierten Quartal eines Geschäftsjahres.

Im Posten Abschreibungen erfasste Wertminderungen, die auf den Goodwill einer Cash Generating Unit vorgenommen werden, dürfen in späteren Perioden nicht rückgängig gemacht werden.

Immaterielle Vermögenswerte

Gemäß IAS 38 „Immaterielle Vermögenswerte“ (IAS 38) werden immaterielle Vermögenswerte über ihre voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben, es sei denn, ihre Nutzungsdauer wird als unbestimmbar klassifiziert. Bei der Klassifizierung werden unter anderem Faktoren wie typische Produktlebenszyklen und rechtliche oder ähnliche Beschränkungen berücksichtigt.

Erworbene immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden in die Kategorien marketingbezogen, kundenbezogen, vertraglich bedingt und technologiebezogen eingeteilt. Die selbst erstellten immateriellen Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer stehen im Zusammenhang mit Software. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und planmäßig linear über ihre jeweilige Nutzungsdauer abgeschrieben. Diese beträgt bei den Kategorien marketingbezogene, kundenbezogene und vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte grundsätzlich 5 bis 25 Jahre. Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte werden grundsätzlich über eine Nutzungsdauer von 3 bis 5 Jahren abgeschrieben. Zu dieser Kategorie zählt insbesondere Software. Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte werden im Einklang mit den in den Verträgen fixierten Regelungen planmäßig abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden unterliegen einer jährlichen Überprüfung. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte.

Immaterielle Vermögenswerte mit einer unbestimmbaren Nutzungsdauer werden zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet und jährlich – beziehungsweise im Falle von Ereignissen, die auf eine Wertminderung hindeuten können, auch unterjährig – auf ihre Werthaltigkeit überprüft. Zudem erfolgt eine jährliche Überprüfung, ob die Einschätzung einer unbestimmbaren Nutzungsdauer aufrechtzuerhalten ist.

In Übereinstimmung mit IAS 36 wird der Buchwert eines immateriellen Vermögenswerts mit bestimmbarer wie unbestimmbarer Nutzungsdauer mit dessen erzielbarem Betrag, der dem höheren Betrag aus dem Nutzungswert des Vermögenswerts und dem Fair Value abzüglich Veräußerungskosten entspricht, verglichen. Überschreitet der Buchwert den korrespondierenden erzielbaren Betrag, so wird eine Wertminderung in Höhe des Unterschiedsbetrags zwischen Buchwert und erzielbarem Betrag im Posten Abschreibungen erfasst.

Sofern die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen sind, werden immaterielle Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben. Der im Rahmen einer Wertaufholung zu erhöhende Buchwert eines immateriellen Vermögenswerts mit bestimmbarer Nutzungsdauer darf den Buchwert, der sich durch planmäßige Abschreibung ohne die Berücksichtigung von zuvor erfassten Wertminderungen in der Periode ergeben hätte, nicht übersteigen.

Sofern kein erzielbarer Betrag für einen einzelnen immateriellen Vermögenswert ermittelt werden kann, wird der erzielbare Betrag für die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten bestimmt, der dieser immaterielle Vermögenswert zugeordnet werden kann. Bezüglich weiterer Informationen zu Goodwill und immateriellen Vermögenswerten wird auf Textziffer 14 verwiesen.

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung

Aufwendungen für Forschung und Entwicklung müssen nach IFRS in Forschungs- und Entwicklungsphase aufgeteilt werden. Während Forschungsaufwendungen sofort erfolgswirksam erfasst werden, sind Entwicklungsaufwendungen bei Vorliegen der in IAS 38 genannten allgemeinen Ansatzkriterien für einen immateriellen Vermögenswert sowie weiterer spezieller Voraussetzungen zu aktivieren. In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 waren diese Kriterien – mit Ausnahme von selbst erstellter Software – nicht erfüllt.

Emissionsrechte

Nach IFRS werden Emissionsrechte, die im Rahmen von nationalen und internationalen Emissionsrechtssystemen zur Erfüllung der Abgabeverpflichtungen gehalten werden, als immaterielle Vermögenswerte ausgewiesen. Da Emissionsrechte keiner planmäßigen Abnutzung im Rahmen des Produktionsprozesses unterliegen, erfolgt der Ausweis unter den immateriellen Vermögenswerten mit unbestimmbarer Nutzungsdauer. Die Emissionsrechte werden im Zeitpunkt des Erwerbs mit den Anschaffungskosten aktiviert.

Getätigte Emissionen werden durch Bildung einer Rückstellung zum Buchwert der gehaltenen Emissionsrechte beziehungsweise bei Unterdeckung zum aktuellen Fair Value der Emissionsrechte berücksichtigt. Die Aufwendungen für die Bildung der Rückstellung werden im Materialaufwand ausgewiesen.

Sachanlagen

Sachanlagen sind mit ihren Anschaffungs- oder Herstellungskosten einschließlich aktivierungspflichtiger Stilllegungskosten bewertet und werden entsprechend der voraussichtlichen Nutzungsdauer der Komponenten grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf besser gerecht wird. Die Nutzungsdauern der wesentlichen Komponenten werden nachfolgend dargestellt:

Nutzungsdauern der Sachanlagen

Gebäude	10 bis 50 Jahre
Technische Anlagen und Maschinen	10 bis 65 Jahre
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	3 bis 25 Jahre

Sachanlagen werden auf Wertminderungen überprüft, wenn Ereignisse oder veränderte Umstände vermuten lassen, dass eine Wertminderung eingetreten sein könnte. In einem solchen Fall erfolgt die Werthaltigkeitsprüfung nach IAS 36 entsprechend den für immaterielle Vermögenswerte erläuterten Grundsätzen. Sofern eine Wertminderung vorzunehmen ist, wird die Restnutzungsdauer gegebenenfalls entsprechend angepasst. Sind die Gründe für eine zuvor erfasste Wertminderung entfallen, werden diese Vermögenswerte erfolgswirksam zugeschrieben, wobei die Wertaufholung nicht den Buchwert übersteigen darf, der sich ergeben hätte, wenn in den früheren Perioden keine Wertminderung erfasst worden wäre.

Investitionszulagen oder -zuschüsse mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt.

Nachträgliche Anschaffungs- oder Herstellungskosten, zum Beispiel aufgrund von Erweiterungs- oder Ersatzinvestitionen, werden nur dann als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten des Vermögenswerts oder – sofern einschlägig – als separater Vermögenswert erfasst, wenn es wahrscheinlich ist, dass daraus der Uniper-Gruppe zukünftig wirtschaftlicher Nutzen zufließen wird und die Kosten des Vermögenswerts zuverlässig ermittelt werden können.

Aufwendungen für Reparaturen und Wartungen, die keine wesentliche Ersatzinvestition darstellen, werden in dem Geschäftsjahr aufwandswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst, in dem sie angefallen sind.

Fremdkapitalkosten

Fremdkapitalkosten, die im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Herstellung sogenannter qualifizierter Vermögenswerte vom Zeitpunkt der Anschaffung beziehungsweise ab Beginn der

Herstellung bis zur Inbetriebnahme entstehen, werden aktiviert und anschließend mit dem betreffenden Vermögenswert abgeschrieben. Bei einer spezifischen Fremdfinanzierung werden die jeweiligen Fremdkapitalkosten, die in der Periode für diese Finanzierung entstanden sind, berücksichtigt. Bei nicht spezifischer Finanzierung wurde analog zum E.ON-Konzern ein einheitlicher Fremdfinanzierungszinssatz von 5,75 Prozent für 2015 (2014: 5,5 Prozent; 2013: 5,25 Prozent) für die Uniper-Gruppe zugrunde gelegt. Andere Fremdkapitalkosten werden aufwandswirksam erfasst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand

Investitionszulagen oder -zuschüsse der öffentlichen Hand mindern nicht die Anschaffungs- oder Herstellungskosten der entsprechenden Vermögenswerte, sondern werden grundsätzlich passivisch abgegrenzt. Sie werden auf linearer Basis über die erwartete Nutzungsdauer der zugehörigen Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst.

Zuwendungen der öffentlichen Hand werden dann zum Fair Value erfasst, wenn mit großer Sicherheit davon auszugehen ist, dass die Zuwendung erfolgen wird und die Uniper-Gruppe die notwendigen Bedingungen für den Erhalt der Zuwendung erfüllt.

Öffentliche Zuwendungen für Kosten werden über den Zeitraum ertragswirksam gebucht, in dem die entsprechenden Kosten, für deren Kompensation sie gewährt wurden, anfallen.

Leasing

Leasing-Transaktionen werden in Einklang mit IAS 17 „Leasingverhältnisse“ (IAS 17) entsprechend den vertraglichen Regelungen und den daraus resultierenden Chancen und Risiken klassifiziert. Zudem konkretisiert IFRIC 4 „Feststellung, ob eine Vereinbarung ein Leasingverhältnis enthält“ (IFRIC 4) die Kriterien für eine Einstufung von Vereinbarungen über die Nutzung von Vermögenswerten als Leasing. Bei kumulativer Erfüllung der Kriterien in IFRIC 4 können auch Bezugsbeziehungsweise Lieferverträge im Strom- und Gasbereich sowie bestimmte Nutzungsrechte als Leasing zu klassifizieren sein. Die Uniper-Gruppe schließt Verträge sowohl als Leasinggeber als auch als Leasingnehmer ab.

Transaktionen, bei denen die Uniper-Gruppe als Leasingnehmer involviert ist, werden in Finanzierungsleasing- und Operating-Leasing-Verhältnisse („Operating Lease“) unterschieden. Sind die wesentlichen Chancen und Risiken und somit das wirtschaftliche Eigentum der Gesellschaft zuzurechnen, werden solche Transaktionen als Finanzierungsleasing erfasst und das Leasingobjekt und die Verbindlichkeit in gleicher Höhe bei der Gesellschaft bilanziert.

Der Ansatz erfolgt zu Beginn der Laufzeit des Leasingverhältnisses mit dem niedrigeren Wert aus dem Fair Value des Leasingobjekts und dem Barwert der Mindestleasingzahlungen.

Das Leasingobjekt wird über die wirtschaftliche Nutzungsdauer beziehungsweise die kürzere Laufzeit des Leasingverhältnisses abgeschrieben. Die Verbindlichkeit wird in den Folgeperioden nach der Effektivzinsmethode fortentwickelt.

Alle übrigen Leasinggeschäfte, bei denen die Uniper-Gruppe als Leasingnehmer auftritt, werden als Operating Lease behandelt; die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst.

Leasing-Transaktionen, bei denen die Uniper-Gruppe Leasinggeber ist und die wesentlichen Chancen und Risiken aus der Nutzung des Leasingobjekts auf den Vertragspartner übertragen werden, sind als Finanzierungsleasing erfasst. Der Barwert der ausstehenden Mindestleasingzahlungen wird als Forderung bilanziert. Zahlungen des Leasingnehmers werden als Tilgungsleistungen beziehungsweise Zinsertrag behandelt. Die Erträge werden über die Laufzeit des Leasingverhältnisses nach der Effektivzinsmethode erfasst.

Alle übrigen Leasing-Transaktionen, bei denen die Uniper-Gruppe als Leasinggeber auftritt, werden als Operating Lease behandelt; das Leasingobjekt bleibt in der Uniper-Gruppe bilanziert und die Leasingzahlungen werden grundsätzlich linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente

Originäre Finanzinstrumente werden bei Zugang zum Fair Value am Erfüllungstag unter Berücksichtigung der Transaktionskosten bilanziert. Nach IFRS 13 „Bewertung zum beizulegenden Zeitwert“ (IFRS 13) ist der beizulegende Zeitwert als der Preis definiert, der beim Verkauf eines Vermögenswerts oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde („Exit Price“). Die Bewertungsmethoden werden entsprechend der Fair-Value-Hierarchie gemäß IFRS 13 aufgegliedert.

Nicht konsolidierte Beteiligungen werden ebenso wie die Wertpapiere in Übereinstimmung mit IAS 39 „Finanzinstrumente: Ansatz und Bewertung“ (IAS 39) bewertet. Die Uniper-Gruppe kategorisiert finanzielle Vermögenswerte als zu Handelszwecken gehalten („Held-for-Trading“), als weiterveräußerbare Wertpapiere („Available-for-Sale“) sowie als Ausleihungen und Forderungen („Loans and Receivables“). Das Management bestimmt die Kategorisierung der finanziellen Vermögenswerte beim erstmaligen Ansatz.

Weiterveräußerbare Wertpapiere sind nicht derivative finanzielle Vermögenswerte, die entweder dieser Kategorie oder keiner der anderen oben genannten Kategorien zugeordnet wurden. Sie sind den langfristigen Vermögenswerten zugeordnet, sofern das Management nicht die Absicht hat, sie innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag zu veräußern, und der Vermögenswert in diesem Zeitraum nicht fällig wird. Die als weiterveräußerbar kategorisierten Wertpapiere werden fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Daraus resultierende unrealisierte Gewinne und Verluste werden nach Abzug von latenten Steuern bis zur Realisierung als Eigenkapitalbestandteil („Other Comprehensive Income“) ausgewiesen. Realisierte Gewinne und Verluste werden auf Basis von einzelnen Transaktionen ermittelt. Liegen objektive Hinweise für eine Wertminderung vor, werden zuvor im Other Comprehensive Income ausgewiesene Verluste im Finanzergebnis erfasst. Bei der Einschätzung einer möglichen Wertminderung berücksichtigt die Uniper-Gruppe alle verfügbaren Informationen, wie Marktbedingungen, Dauer und Ausmaß des Wertrückgangs. Liegt der Wert der als weiterveräußerbar klassifizierten Eigenkapitalinstrumente und ähnlicher langfristiger Investitionen zum Bilanzstichtag mindestens 20 Prozent unterhalb der Anschaffungskosten oder liegt der Wert seit mehr als zwölf Monaten durchschnittlich nicht unwesentlich unterhalb der Anschaffungskosten, ist dies ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung. Für Fremdkapitalinstrumente wird ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung grundsätzlich angenommen, wenn sich das Rating bei einer der drei großen Rating-Agenturen von Investment-Grade zu Non-Investment-Grade verschlechtert hat. Wertaufholungen auf Eigenkapitalinstrumente werden ausschließlich erfolgsneutral vorgenommen, für Fremdkapitalinstrumente hingegen erfolgswirksam.

Ausleihungen und Forderungen (einschließlich der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen) sind originäre finanzielle Vermögenswerte mit fixen beziehungsweise bestimmbareren Zahlungen, die nicht an einem aktiven Markt notiert sind. Ausleihungen und Forderungen werden unter den Forderungen und sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sie werden im Rahmen der Folgebewertung zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen.

Originäre finanzielle Verbindlichkeiten (einschließlich der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen) im Anwendungsbereich des IAS 39 werden zu fortgeführten Anschaffungskosten („Amortized Cost“) unter Anwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Die Erstbewertung erfolgt zum Fair Value unter Einbeziehung von Transaktionskosten. In der Folgebewertung wird der Restbuchwert um die bis zur Fälligkeit verbleibenden Agio-Zuschreibungen und Disagio-Abschreibungen angepasst. Das Agio beziehungsweise Disagio wird über die Laufzeit im Finanzergebnis erfasst.

Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Derivative Finanzinstrumente und trennungspflichtige eingebettete derivative Finanzinstrumente werden sowohl bei erstmaliger Bilanzierung als auch in Folgeperioden zum Fair Value am Handelstag bewertet. Sie sind gemäß IAS 39 zwingend als Held-for-Trading zu kategorisieren, soweit sie nicht Bestandteil einer Sicherungsbeziehung („Hedge Accounting“) sind. Gewinne und Verluste aus Fair-Value-Schwankungen werden sofort ergebniswirksam erfasst.

Im Wesentlichen werden Termingeschäfte und Währungsswaps im Devisenbereich eingesetzt. Die eingesetzten Instrumente im Commodity-Bereich umfassen sowohl physisch als auch durch Zahlung zu erfüllende strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Optionen und Termingeschäfte.

Im Rahmen der Fair-Value-Bewertung nach IFRS 13 wird für derivative Finanzinstrumente auch das Kontrahentenausfallrisiko berücksichtigt. Dieses Risiko ermittelt die Uniper-Gruppe auf Basis einer Portfoliobewertung in einem bilateralen Ansatz, sowohl für das eigene Kreditrisiko („Debt Value Adjustment“) als auch für das Risiko der entsprechenden Gegenpartei („Credit Value Adjustment“). Die Zuordnung der ermittelten Kontrahentenausfallrisiken für die einzelnen Finanzinstrumente erfolgt nach der relativen Fair-Value-Methode auf Nettobasis.

Die Anforderungen gemäß IAS 39 an das Hedge Accounting umfassen insbesondere die Dokumentation der Sicherungsbeziehung zwischen Grund- und Sicherungsgeschäft, die Sicherungsstrategie sowie die regelmäßige retrospektive und prospektive Effektivitätsmessung. Bei der Beurteilung der Effektivität werden sämtliche Bestandteile der Fair-Value-Veränderungen von Derivaten berücksichtigt. Das Hedge Accounting wird als effektiv angesehen, wenn sich die Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments in einer Bandbreite von 80 bis 125 Prozent der gegenläufigen Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts bewegt.

Im Rahmen von Fair Value Hedge Accounting wird neben der Fair-Value-Veränderung des Derivats auch die gegenläufige Fair-Value-Veränderung des Grundgeschäfts, soweit sie auf das gesicherte Risiko entfällt, erfolgswirksam erfasst. Wird ein derivatives Finanzinstrument nach IAS 39 als Sicherungsgeschäft in einem Cashflow Hedge eingesetzt, wird der effektive Teil der Fair-Value-Veränderung des Sicherungsinstruments im Eigenkapital als Bestandteil des Other Comprehensive Income ausgewiesen. Eine Umbuchung in die Gewinn- und Verlustrechnung wird in der Periode vorgenommen, in der die Cashflows des Grundgeschäfts erfolgswirksam werden. Entfällt das gesicherte Grundgeschäft, wird das Sicherungsergebnis sofort erfolgswirksam reklassifiziert. Der ineffektive Anteil der Fair-Value-Veränderung eines Sicherungsgeschäfts, für das ein Cashflow Hedge gebildet wurde, wird sofort im erforderlichen Umfang erfolgswirksam erfasst.

Fair-Value-Änderungen, die erfolgswirksam erfasst werden müssen, werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen. Die Ergebnisse aus derivativen Finanzinstrumenten werden, sofern sie die entsprechenden Bilanzierungsvoraussetzungen dafür erfüllen, saldiert unter den Umsatzerlösen oder dem Materialaufwand ausgewiesen. In diesen Posten sind auch bestimmte realisierte Erfolgskomponenten, wenn sie mit dem Absatz von Produkten in Beziehung stehen, enthalten.

Unrealisierte Gewinne und Verluste, die sich bei der Zugangsbewertung eines Derivats bei Vertragsabschluss ergeben, werden nicht erfolgswirksam erfasst. Diese Gewinne und Verluste werden abgegrenzt und systematisch über die Laufzeit des Derivats erfolgswirksam aufgelöst. Eine Ausnahme von der erfolgsneutralen Abgrenzung besteht, sofern die Zugangsbewertung durch Marktpreise in einem aktiven Markt gestützt, durch einen Vergleich mit anderen beobachtbaren zeitnahen Transaktionen verifiziert oder durch eine Bewertungstechnik, die nur auf beobachtbaren Marktdaten beruht, ermittelt wurde. In diesem Fall wird das Ergebnis der Zugangsbewertung erfolgswirksam erfasst.

Verträge, die für die Zwecke des Empfangs oder der Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf der Uniper-Gruppe abgeschlossen und in diesem Sinne gehalten werden, können als Eigenverbrauchsverträge eingestuft werden. Sie werden nicht als derivative Finanzinstrumente zum Fair Value gemäß IAS 39, sondern als schwebende Geschäfte gemäß den Regelungen des IAS 37 bilanziert.

IFRS 7 „Finanzinstrumente: Anhangangaben“ (IFRS 7) sowie IFRS 13 fordern umfangreiche qualitative und quantitative Angaben über das Ausmaß von Risiken aus Finanzinstrumenten. Weitere Informationen zu den Finanzinstrumenten sind in den Textziffern 28 und 29 zu finden.

Originäre und derivative Finanzinstrumente werden in der Bilanz saldiert, sofern die Uniper-Gruppe ein unbedingtes Recht – auch für den Fall der Insolvenz des Vertragspartners – hat sowie die Absicht besitzt, die gegenläufigen Positionen zeitgleich oder netto zu begleichen.

Vorräte

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten beziehungsweise zum niedrigeren Nettoveräußerungswert. Rohstoffe, Fertigerzeugnisse und Handelswaren werden nach der Durchschnittskostenmethode bewertet. Bestandteile der Herstellungskosten sind neben dem Fertigungsmaterial und den Fertigungslöhnen anteilige Material- und Fertigungsgemeinkosten unter Annahme einer Normalauslastung. Aufwendungen der allgemeinen Verwaltung werden nicht aktiviert. Bestandsrisiken, die sich aus der Lagerdauer sowie geminderter Verwertbarkeit ergeben, werden durch angemessene Wertberichtigungen auf den Nettoveräußerungswert berücksichtigt.

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Forderungen und sonstige Vermögenswerte werden anfänglich zum Fair Value angesetzt, der im Regelfall dem Nominalbetrag entspricht. In der Folge werden sie zu fortgeführten Anschaffungskosten unter Verwendung der Effektivzinsmethode bewertet. Für erkennbare Einzelrisiken werden Wertberichtigungen vorgenommen, die im ausgewiesenen Netto-Buchwert enthalten sind. Ist der Ausfall eines bestimmten Anteils des gesamten Forderungsbestands wahrscheinlich, werden Wertberichtigungen in dem Umfang vorgenommen, der dem erwarteten Nutzensausfall entspricht.

Liquide Mittel

Die liquiden Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben sowie kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere. Bankguthaben und kurzfristige weiterveräußerbare Wertpapiere mit einer ursprünglichen Laufzeit von mehr als drei Monaten werden unter den Wertpapieren und Festgeldanlagen ausgewiesen. Die liquiden Mittel mit einer originären Laufzeit von weniger als drei Monaten werden den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten zugeordnet, soweit sie keiner Verfügungsbeschränkung unterliegen.

Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen und deren Laufzeit mehr als zwölf Monate beträgt, werden unter den Finanzforderungen und sonstigen finanziellen Vermögenswerten ausgewiesen.

Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte und damit verbundene Schulden

Ein Ausweis erfolgt in diesen Posten, wenn einzelne langfristige Vermögenswerte oder Gruppen von Vermögenswerten und gegebenenfalls direkt zurechenbare Schuldposten („Disposal Groups“) vorliegen, die in ihrem jetzigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung hinreichend wahrscheinlich ist. Voraussetzung für das Vorliegen einer Disposal Group ist, dass die Vermögenswerte und Schulden in einer einzigen Transaktion oder im Rahmen eines Gesamtplans zur Veräußerung bestimmt sind.

Auf langfristige Vermögenswerte, die einzeln oder zusammen in einer Disposal Group zur Veräußerung bestimmt sind, werden keine planmäßigen Abschreibungen mehr vorgenommen. Sie werden zum niedrigeren Wert aus Buchwert und Fair Value abzüglich noch anfallender Veräußerungskosten angesetzt. Liegt der Fair Value unter dem Buchwert, erfolgt eine Wertminderung.

Eigenkapitalinstrumente

In Abgrenzung zum Fremdkapital ist Eigenkapital nach IFRS definiert als Residualanspruch an den Vermögenswerten der Uniper-Gruppe nach Abzug aller Schulden. Das Nettovermögen (Eigenkapital) der Uniper-Gruppe ergibt sich somit als Restgröße aus den Vermögenswerten und Schulden.

Für Zwecke des Kombinierten Abschlusses wird an Stelle von Eigenkapital von Nettovermögen gesprochen.

Sofern Gesellschafter ein gesetzliches, nicht ausschließbares Kündigungsrecht besitzen (zum Beispiel bei deutschen Personengesellschaften), bedingt dieses Kündigungsrecht nach IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (IAS 32) einen Verbindlichkeitsausweis der in der Gruppe vorhandenen Anteile ohne beherrschenden Einfluss an den betroffenen Unternehmen. Die Verbindlichkeit wird zum Barwert des vermutlichen Abfindungsbetrags bei einer eventuellen Kündigung ausgewiesen. Der Ansatz erfolgt unabhängig von der Wahrscheinlichkeit der Kündigung. Wertänderungen der Verbindlichkeit werden im sonstigen betrieblichen Ergebnis gezeigt. Aufzinsungseffekte und die Anteile ohne beherrschenden Einfluss am Ergebnis werden als Zinsaufwand ausgewiesen.

Anteilsbasierte Vergütungen

Die Uniper-Gruppe hat an den anteilsbasierten Vergütungsplänen des E.ON-Konzerns teilgenommen. Die Bilanzierung der Vergütungspläne erfolgt im Einklang mit IFRS 2 „Anteilsbasierte Vergütung“ (IFRS 2). Bei dem im Geschäftsjahr 2006 eingeführten E.ON Share Performance Plan handelt es sich um anteilsbasierte Vergütungstransaktionen mit Barausgleich, die zu jedem Bilanzstichtag zum Fair Value bewertet werden. Ab der sechsten Tranche wird der 60-Tages-Durchschnittskurs der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. In die Ermittlung

der Rückstellung fließen seit der sechsten Tranche darüber hinaus die Entwicklungen der Kennzahlen Return on Average Capital Employed („ROACE“) und Weighted Average Cost of Capital („WACC“) ein. Zuteilungen im Rahmen des E.ON Share Performance Plans erfolgten letztmals im Geschäftsjahr 2012. Seit dem Geschäftsjahr 2013 werden anteilsbasierte Vergütungen auf Basis des Share Matching Plans begeben. Die Anzahl der zugeteilten Rechte hängt dabei von der Entwicklung der Kennzahl ROACE ab. Der Vergütungsaufwand wird erfolgswirksam über den Zeitraum bis zur Unverfallbarkeit erfasst. Im Jahr 2015 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des „Basis-Matchings“ und des „Performance-Matchings“ nur an Mitglieder des Vorstands der E.ON SE gewährt. Für das Geschäftsjahr 2015 wurde Führungskräften, die Anspruch auf eine anteilsbasierte Vergütung haben, eine mehrjährige Tantieme zugesagt. Bei dem Share Matching Plan und der mehrjährigen Tantieme handelt es sich auch um eine aktienbasierte Vergütung mit Barausgleich.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Bei leistungsorientierten Versorgungsplänen werden die Rückstellungen gemäß IAS 19 (revised 2011) „Leistungen an Arbeitnehmer“ (sofern nicht ausdrücklich darauf hingewiesen wird, werden die Begriffe IAS 19R und IAS 19 synonym verwandt) mittels der Methode der laufenden Einmalprämien („Projected Unit Credit Method“) ermittelt, wobei zum Bilanzstichtag des Geschäftsjahres eine versicherungsmathematische Bewertung durchgeführt wird. Hierbei werden nicht nur die am Stichtag bekannten Rentenverpflichtungen und erworbenen Anwartschaften, sondern auch wirtschaftliche Trendannahmen wie unter anderem Gehalts- und Rententrends, die nach realistischen Erwartungen gewählt werden, sowie stichtagsbezogene Bewertungsparameter, wie zum Beispiel Rechnungszinssätze, berücksichtigt.

Gewinne und Verluste aus den Neubewertungen („Remeasurements“) der Nettoverbindlichkeit oder des Nettovermögenswerts aus leistungsorientierten Pensionsplänen umfassen versicherungsmathematische Gewinne und Verluste, die sich vor allem aus Abweichungen zwischen den rechnerisch erwarteten und den tatsächlich eingetretenen Änderungen der zugrunde gelegten demografischen und finanziellen Bewertungsparameter ergeben können. Hinzu kommt die Differenz zwischen den tatsächlichen Erträgen aus dem Planvermögen und den im Netto-Zinsergebnis enthaltenen Zinserträgen auf das Planvermögen. Effekte aus den Neubewertungen werden vollständig in der Periode erfasst, in der sie auftreten, und außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung in der Aufstellung der im Nettovermögen erfassten Erträge und Aufwendungen der Uniper-Gruppe („Other Comprehensive Income“) ausgewiesen.

Der Dienstzeitaufwand, der die im Geschäftsjahr gemäß Leistungsplan hinzuerworbenen Ansprüche der aktiven Arbeitnehmer repräsentiert, wird im Personalaufwand ausgewiesen; das auf Basis des zu Beginn des Geschäftsjahres gültigen Rechnungszinssatzes ermittelte Netto-Zinsergebnis auf die Nettoverbindlichkeit beziehungsweise den Nettovermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen wird im Finanzergebnis erfasst.

Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand sowie Gewinne und Verluste aus Planabgeltungen werden in voller Höhe unmittelbar in der Periode erfolgswirksam erfasst, in der die zugrunde liegende Planänderung, -kürzung oder -abgeltung erfolgt. Die Erfassung erfolgt im Personalaufwand.

Der bilanzierte Betrag stellt den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nach Verrechnung mit dem Fair Value des Planvermögens dar. Ein gegebenenfalls aus dieser Berechnung entstehender Vermögenswert ist der Höhe nach beschränkt auf den Barwert verfügbarer Rückerstattungen und die Verminderung künftiger Beitragszahlungen sowie den Nutzen aus Vorauszahlungen im Rahmen von Mindestdotierungsverpflichtungen. Die Erfassung eines derartigen Vermögenswerts erfolgt in den betrieblichen Forderungen.

Zahlungen für beitragsorientierte Versorgungspläne werden bei Fälligkeit als Aufwand erfasst und innerhalb des Personalaufwands ausgewiesen. Zahlungen für staatliche Versorgungspläne werden wie die für beitragsorientierte Versorgungspläne behandelt, sofern die Verpflichtungen im Rahmen dieser Versorgungspläne denen aus beitragsorientierten Versorgungsplänen grundsätzlich entsprechen.

Zu den Bilanzstichtagen 31. Dezember 2014 und 2013 bestanden Freistellungsansprüche gegenüber einem nahestehenden Unternehmen im Zusammenhang mit leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen (siehe auch Textziffer 22). Die Freistellungsansprüche werden wie Erstattungsansprüche im Sinne des IAS 19 auf Basis der zum Bilanzstichtag gültigen Bewertungsparameter der korrespondierenden Verpflichtungen zum beizulegenden Zeitwert bewertet und als Finanzforderungen erfasst.

Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen sowie übrige Rückstellungen

Nach IAS 37 „Rückstellungen, Eventualschulden, Eventualforderungen“ (IAS 37) werden Rückstellungen gebildet, wenn rechtliche oder faktische Verpflichtungen gegenüber außenstehenden Dritten vorliegen, die aus vergangenen Ereignissen resultieren und deren Erfüllung wahrscheinlich zu einem zukünftigen Ressourcenabfluss führen wird. Hierbei muss die Höhe der Verpflichtung zuverlässig geschätzt werden können. Der Ansatz der Rückstellung erfolgt zum voraussichtlichen Erfüllungsbetrag. Langfristige Verpflichtungen werden – sofern der aus der Diskontierung resultierende Zinseffekt (Unterschiedsbetrag zwischen Barwert und Rückzahlungsbetrag) wesentlich ist – mit dem Barwert ihres voraussichtlichen Erfüllungsbetrags angesetzt, wobei auch zukünftige Kostensteigerungen, die am Bilanzstichtag absehbar und wahrscheinlich sind, in die Bewertung einbezogen werden. Langfristige Verpflichtungen werden grundsätzlich mit dem zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Marktzinssatz diskontiert. Die Aufzinsungsbeträge sowie die Zinsänderungseffekte werden grundsätzlich innerhalb des Finanzergebnisses ausgewiesen. Eine mit der Rückstellung zusammenhängende Erstattung wird, sofern ihre Vereinnahmung so gut wie sicher ist, als separater Vermögenswert aktiviert. Ein saldierter Ausweis innerhalb der Rückstellungen ist nicht zulässig. Geleistete Anzahlungen werden von den Rückstellungen abgesetzt.

Verpflichtungen, die aus der Stilllegung oder dem Rückbau von Sachanlagen resultieren, werden – sofern eine zuverlässige Schätzung möglich ist – in der Periode ihrer Entstehung mit ihren diskontierten Erfüllungsbeträgen passiviert. Zugleich werden die Buchwerte der entsprechenden Sachanlagen um denselben Betrag erhöht. In den Folgeperioden werden die aktivierten Stilllegungs- und Rückbaukosten über die voraussichtliche Restnutzungsdauer des entsprechenden Vermögenswerts abgeschrieben, während die Rückstellung jährlich aufgezinst wird.

Schätzungsänderungen ergeben sich insbesondere bei Abweichungen von der ursprünglich geschätzten Kostenentwicklung, bei Änderungen bezüglich des Zahlungszeitpunkts oder des Verpflichtungsumfangs sowie regelmäßig aus der Anpassung des Diskontierungszinssatzes an das aktuelle Marktzinsniveau. Die Anpassung von Rückstellungen für die Stilllegung beziehungsweise den Rückbau von Sachanlagen bei Schätzungsänderungen erfolgt in der Regel erfolgsneutral durch eine Gegenbuchung in den Sachanlagen. Sofern die stillzulegende Sachanlage bereits vollständig abgeschrieben ist, wirken sich Schätzungsänderungen in der Gewinn- und Verlustrechnung aus.

Die schwedischen Uniper-Kernkraftaktivitäten sind nach schwedischem Recht verpflichtet, Abgaben an Schwedens Fonds für Nuklearabfall zu leisten. Die erforderlichen Abgaben für nukleare Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls und Stilllegung werden entsprechend der Stromerzeugung oder zeitanteilig für die jeweilige Kernkraftwerksgesellschaft seitens der schwedischen Strahlenschutzbehörde vorgeschlagen, von Regierungsstellen genehmigt und in entsprechender Höhe von der Kraftwerksgesellschaft gezahlt. Gemäß IFRIC 5 „Rechte auf Anteile an Fonds für Entsorgung, Wiederherstellung und Umweltsanierung“ (IFRIC 5) wird für geleistete Zahlungen an den Nationalen Fonds für Nuklearabfall ein Ausgleichsanspruch für die Erstattung von Entsorgungs- und Stilllegungsaufwendungen innerhalb der sonstigen Vermögenswerte aktiviert. Entsprechend der üblichen Vorgehensweise in Schweden werden die Rückstellungen mit einem Realzins diskontiert.

Rückstellungen für bedingte Verpflichtungen zum Rückbau von Sachanlagen, bei denen Art, Umfang, Zeitpunkt und beizumessende Wahrscheinlichkeiten nicht verlässlich ermittelbar sind, werden nicht gebildet.

Bei Existenz belastender Verträge, bei denen die unvermeidbaren Kosten zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtung höher sind als der erwartete Nutzen aus dem Vertragsverhältnis, werden Rückstellungen für drohende Verluste aus schwebenden Geschäften gebildet. Entsprechende Rückstellungen werden mit dem niedrigeren Betrag aus Verpflichtungsüberhang bei Vertragserfüllung und eventuellen Straf- oder Entschädigungszahlungen im Falle einer Nichterfüllung des Vertrags angesetzt. Die Ermittlung der Verpflichtungen aus einem schwebenden Vertragsverhältnis erfolgt absatzmarktorientiert.

Eventualverbindlichkeiten sind mögliche Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, die nicht gänzlich vom Unternehmen kontrollierbar sind, oder gegenwärtige Drittverpflichtungen aus vergangenen Ereignissen, bei denen der Abfluss von Ressourcen mit wirtschaftlichem Nutzen unwahrscheinlich ist oder deren Höhe nicht ausreichend verlässlich bestimmt werden kann. Eventualverbindlichkeiten werden grundsätzlich nicht in der Bilanz erfasst.

Sofern erforderlich, werden Rückstellungen für Restrukturierung mit dem Barwert der zukünftigen Mittelabflüsse angesetzt. Die Rückstellungsbildung erfolgt zu dem Zeitpunkt, zu dem ein detaillierter

Restrukturierungsplan, der vom Management beschlossen und öffentlich angekündigt wurde beziehungsweise den Mitarbeitern oder deren Vertretern kommuniziert wurde, vorliegt. Für die Bemessung der Rückstellungshöhe werden nur die den Restrukturierungsmaßnahmen direkt zuordenbaren Aufwendungen herangezogen. Nicht berücksichtigt werden Aufwendungen, die mit dem zukünftigen operativen Geschäft in Verbindung stehen.

Ertragsteuern

Als Ertragsteuern werden die in den einzelnen Ländern erhobenen Steuern auf den steuerpflichtigen Gewinn sowie die erfolgswirksame Veränderung der latenten Steuerabgrenzungen ausgewiesen. Ertragsteuern werden im Kombinierten Abschluss unter der Annahme ermittelt, dass die Gesellschaften und Geschäftstätigkeiten der Uniper-Gruppe eigenständige Steuersubjekte darstellen (sogenannter „Separate Tax Return Approach“). Die ausgewiesenen Ertragsteuern werden auf Basis der am Bilanzstichtag gültigen beziehungsweise verabschiedeten gesetzlichen Regelungen in der Höhe erfasst, in der sie voraussichtlich hätten bezahlt werden müssen.

Nach IAS 12 „Ertragsteuern“ (IAS 12) sind latente Steuern für temporäre Differenzen zwischen den Buchwerten der Vermögenswerte und Schulden in der Bilanz und ihren Steuerwerten zu bilden (Verbindlichkeitsmethode). Aktive und passive latente Steuern werden für temporäre Differenzen gebildet, die zu steuerpflichtigen oder abzugsfähigen Beträgen bei der Ermittlung des zu versteuernden Einkommens künftiger Perioden führen, es sei denn, die abweichenden Wertansätze resultieren aus dem erstmaligen Ansatz eines Vermögenswerts oder einer Schuld zu einem Geschäftsvorfall, der kein Unternehmenszusammenschluss ist und zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles weder das Ergebnis vor Steuern noch das zu versteuernde Einkommen beeinflusst hat (sogenannte „Initial Differences“). Ein Ansatz von unsicheren Steuerpositionen erfolgt in Höhe des wahrscheinlichsten Werts. IAS 12 verlangt außerdem die Bildung aktiver latenter Steuern auf noch nicht genutzte Verlustvorträge und Steuergutschriften. Aktive latente Steuern werden in dem Maße bilanziert, wie es wahrscheinlich ist, dass ein zu versteuerndes Ergebnis verfügbar sein wird, gegen das die temporären Differenzen und noch nicht genutzten Verlustvorträge verwendet werden können. Die Unternehmenseinheiten werden individuell daraufhin beurteilt, ob es wahrscheinlich ist, dass in künftigen Jahren ein positives steuerliches Ergebnis entsteht. Eine etwa bestehende Verlusthistorie wird bei dieser Analyse einbezogen. Für den Teil der aktiven latenten Steuern, für den diese Annahmen nicht zutreffen, wird der Wert der latenten Steuern vermindert.

Passive latente Steuern, die durch temporäre Differenzen im Zusammenhang mit Beteiligungen an Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen entstehen, werden angesetzt, es sei denn, dass der Zeitpunkt der Umkehrung der temporären Differenzen in der Uniper-Gruppe bestimmt werden kann und es wahrscheinlich ist, dass sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit aufgrund dieses Einflusses nicht umkehren werden.

Zur Ermittlung der latenten Steuern sind die Steuersätze anzuwenden, die zu dem Zeitpunkt gelten, in dem sich die vorübergehenden Differenzen wahrscheinlich wieder ausgleichen werden. Die Auswirkungen von Steuersatz- oder Steuergesetzänderungen auf die aktiven und passiven latenten Steuern werden im Regelfall ergebniswirksam berücksichtigt. Eine Änderung über das Eigenkapital erfolgt bei latenten Steuern, die vormals erfolgsneutral gebildet wurden. Die Änderung erfolgt grundsätzlich in der Periode, in der das materielle Gesetzgebungsverfahren abgeschlossen ist.

Die latenten Steuern für inländische Unternehmen sind mit einem Gesamtsteuersatz von 31 Prozent (2014: 31 Prozent; 2013: 31 Prozent) ermittelt. Dabei werden neben der Körperschaftsteuer von 15 Prozent (2014: 15 Prozent; 2013: 15 Prozent) der Solidaritätszuschlag von 5,5 Prozent auf die Körperschaftsteuer (2014: 5,5 Prozent; 2013: 5,5 Prozent, jeweils auf die Körperschaftsteuer) und der durchschnittliche Gewerbesteuersatz in Höhe von 15 Prozent (2014: 15 Prozent; 2013: 15 Prozent) in der Gruppe berücksichtigt. Für ausländische Gesellschaften werden die jeweiligen nationalen Steuersätze zugrunde gelegt.

Die wichtigsten temporären Differenzen sind in Textziffer 11 angegeben.

Kombinierte Kapitalflussrechnung

Die Kombinierte Kapitalflussrechnung ist gemäß IAS 7 „Kapitalflussrechnungen“ (IAS 7) in Geschäftstätigkeit, Investitionstätigkeit und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Gezahlte und erhaltene Zinsen, gezahlte und erstattete Ertragsteuern sowie erhaltene Dividenden sind Bestandteil des

Cashflows aus der Geschäftstätigkeit, gezahlte Dividenden werden im Bereich der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen von Anteilen an Unternehmen gezahlte (beziehungsweise erhaltene) Kaufpreise werden abzüglich erworbener (beziehungsweise abgegebener) Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente im Bereich der Investitionstätigkeit gezeigt, soweit hiermit eine Kontrollerlangung beziehungsweise ein Kontrollverlust einhergeht. Bei Erwerben beziehungsweise Veräußerungen ohne Kontrollerlangung beziehungsweise Kontrollverlust erfolgt ein Ausweis der korrespondierenden Zahlungsströme im Bereich der Finanzierungstätigkeit. Wechselkursbedingte Wertänderungen der Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente werden gesondert ausgewiesen.

Segmentberichterstattung

Gemäß IFRS 8 „Geschäftssegmente“ (IFRS 8) werden die Segmente der Gesellschaft – dem sogenannten „Management Approach“ folgend – nach der internen Berichtsstruktur abgegrenzt. Als intern verwendete zentrale Ergebnisgröße zur Performance-Messung wird ein um nichtoperative Effekte bereinigtes EBIT als Segmentergebnis herangezogen (vergleiche Textziffer 31).

Gliederung der Kombinierten Bilanz sowie der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung

Die Kombinierte Bilanz wird im Einklang mit IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (IAS 1) nach der Fristigkeitenmethode aufgestellt. Dabei werden Vermögenswerte, die innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag realisiert werden, sowie Verbindlichkeiten, die innerhalb eines Jahres nach dem Bilanzstichtag fällig werden, grundsätzlich als kurzfristig ausgewiesen.

Die Gliederung der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung erfolgt nach dem auch für interne Zwecke Anwendung findenden Gesamtkostenverfahren.

Schätzungen und Annahmen sowie Ermessen bei der Anwendung der Rechnungslegungsgrundsätze

Die Aufstellung des Kombinierten Abschlusses erfordert Schätzungen und Annahmen, die die Anwendung von Rechnungslegungsgrundsätzen in der Uniper-Gruppe, den Ausweis und die Bewertung beeinflussen können. Die Schätzungen basieren auf Erfahrungen der Vergangenheit und weiteren Erkenntnissen über zu bilanzierende Geschäftsvorfälle. Die tatsächlichen Beträge können von diesen Schätzungen abweichen.

Die Schätzungen und die zugrunde liegenden Annahmen werden fortlaufend überprüft. Anpassungen hinsichtlich der für die Rechnungslegung relevanten Schätzungen werden in der Periode der Änderung berücksichtigt, sofern die Änderungen ausschließlich diese Periode beeinflussen. Sofern die Änderungen sowohl die aktuelle Berichtsperiode als auch zukünftige Perioden betreffen, werden sie in der laufenden Periode und in späteren Perioden berücksichtigt.

Schätzungen sind insbesondere erforderlich bei dem Ansatz und der Bewertung aktiver latenter Steuern, der Bilanzierung von Pensions- und übrigen Rückstellungen, bei der Durchführung von Werthaltigkeitsprüfungen in Übereinstimmung mit IAS 36 sowie der Fair-Value-Ermittlung bestimmter Finanzinstrumente.

Die Grundlagen für die Einschätzungen bei den relevanten Themen werden in den jeweiligen Abschnitten erläutert.

(4) Neue Standards und Interpretationen

Im Jahr 2015 anzuwendende Standards und Interpretationen

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben die folgenden Standards und Interpretationen verabschiedet, die von der EU in europäisches Recht übernommen wurden und im Berichtszeitraum 1. Januar 2015 bis 31. Dezember 2015 verpflichtend anzuwenden sind:

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2011–2013)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard.

Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 1, IFRS 3, IFRS 13 und IAS 40. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2015 beginnen. Für die Uniper-Gruppe ergaben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren Kombinierten Abschluss.

IFRIC 21 „Abgaben“

Das IASB hat im Mai 2013 die Interpretation IFRIC 21 „Abgaben“ (IFRIC 21) veröffentlicht, die den Zeitpunkt der bilanziellen Erfassung von Verpflichtungen aus öffentlichen Abgaben regelt. Abgaben, die durch andere Standards geregelt werden, wie beispielsweise Ertragsteuern, sind hiervon explizit ausgenommen. Hintergrund der neuen Regelung ist die Eliminierung der Bilanzierungsunterschiede bezüglich des Zeitpunkts der Erfassung von Verpflichtungen öffentlicher Abgaben. Die Verbindlichkeiten oder gegebenenfalls Rückstellungen sind demnach erst dann zu erfassen, wenn das verpflichtende Ereignis stattgefunden hat. Die Interpretation ist für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2014 beginnen. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach ist die Interpretation verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 17. Juni 2014 beginnen. Für die Uniper-Gruppe ergaben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren Kombinierten Abschluss.

Im Jahr 2015 noch nicht anzuwendende Standards und Interpretationen

Das IASB und das IFRS IC haben weitere Standards und Interpretationen verabschiedet. Die Anwendung dieser Regelungen erfolgt im Geschäftsjahr nicht, da zum jetzigen Zeitpunkt die Anerkennung durch die EU teilweise aussteht beziehungsweise die Standards und Interpretationen noch nicht verpflichtend anzuwenden sind.

IFRS 9 „Finanzinstrumente“

Im November 2009 beziehungsweise Oktober 2010 veröffentlichte das IASB phasenweise den neuen Standard IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (IFRS 9). Danach werden alle Finanzinstrumente, die derzeit in den Anwendungsbereich des IAS 39 fallen, fortan grundsätzlich nur noch in zwei Kategorien unterteilt: Finanzinstrumente, die zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertet werden, und Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Im Rahmen der überarbeiteten Regelungen vom 24. Juli 2014 wird eine weitere Bewertungskategorie für Schuldinstrumente eingeführt. Diese dürfen künftig zum Fair Value im sonstigen Ergebnis klassifiziert werden (FVOCI), sofern die Voraussetzungen für das entsprechende Geschäftsmodell sowie die vertraglichen Zahlungsströme erfüllt werden. IFRS 9 soll verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2018 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. In diesem Zusammenhang hat das IASB auch ein Diskussionspapier zu weiteren Regelungen für das Macro Hedge Accounting veröffentlicht, die losgelöst vom IFRS 9 sind. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Die Uniper AG untersucht zurzeit die Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

IFRS 14 „Regulatorische Abgrenzungsposten“

Im Januar 2014 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 14 „Regulatorische Abgrenzungsposten“ (IFRS 14). Demnach ist dieser Standard freiwillig im ersten IFRS-Abschluss eines Unternehmens anzuwenden, wenn es preisregulierte Geschäftstätigkeiten ausführt und nach den vorher angewendeten Rechnungslegungsgrundsätzen regulatorische Abgrenzungsposten erfasst. Dadurch soll es Unternehmen, die Preisregulierungen unterliegen, gestattet sein, Änderungen bei den Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden in Bezug auf regulatorische Abgrenzungsposten zu vermeiden. IFRS 14 ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen. Die Einführung des Standards hat keine Auswirkung auf den zukünftigen Konzernabschluss der Uniper AG, da dieser mit Beschluss vom 30. Oktober 2015 nicht durch die EU in europäisches Recht übernommen wurde.

IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB den neuen Standard IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (IFRS 15). Danach wird IFRS 15 die Anwendungsbereiche des IAS 11 „Fertigungsaufträge“,

IAS 18 „Erlöse“, IFRIC 13 „Kundenbindungsprogramme“, IFRIC 15 „Vereinbarungen über die Errichtung von Immobilien“, IFRIC 18 „Übertragung von Vermögenswerten von Kunden“ und SIC-31 „Erträge – Tausch von Werbedienstleistungen“ ersetzen. Der Standard definiert, wann und in welcher Höhe Erlöse zu erfassen sind. Gemäß IFRS 15 sind Erlöse in der Höhe zu erfassen, in der für die übernommenen Leistungsverpflichtungen Gegenleistungen erwartet werden. Der Standard ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2017 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Die Uniper AG untersucht zurzeit die Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Zum Erstanwendungszeitpunkt hat das IASB am 11. September 2015 einen Änderungsstandard veröffentlicht. Danach soll der Standard für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Januar 2018 beginnen.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2010–2012)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im Dezember 2013 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 2, IFRS 3, IFRS 8, IFRS 13, IAS 16, IAS 24, IAS 37, IAS 38 und IAS 39. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Sie sind danach erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. Für die Uniper AG ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Sammelstandard zu Änderungen verschiedener International Financial Reporting Standards (Zyklus 2012–2014)

Im Rahmen des sogenannten „Annual Improvements Process“ überarbeitet das IASB bestehende Standards. Im September 2014 veröffentlichte das IASB einen entsprechenden Sammelstandard. Dieser enthält Änderungen an IFRS sowie den dazugehörigen Grundlagen für Schlussfolgerungen. Betroffen sind die Standards IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 und IAS 34. Die Änderungen sind erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine frühere Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Für die Uniper AG ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 28 „Investmentgesellschaften: Anwendung der Konsolidierungsausnahme“

Im Dezember 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 28. Sie sollen für Investmentgesellschaften, die gleichzeitig ein Mutterunternehmen sind, klarstellen, dass sie von einer Konsolidierungspflicht auch dann befreit sind, wenn sie ihrerseits ein Tochterunternehmen sind. Weiterhin wird klargestellt, dass Tochterunternehmen, die anlagebezogene Dienstleistungen erbringen und selber Investmentgesellschaften sind, zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren sind. Für Nichtinvestmentgesellschaften wird klargestellt, dass diese eine Investmentgesellschaft nach der Equity-Methode bilanzieren soll. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Für die Uniper AG ergeben sich hieraus keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen an IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“

Im Dezember 2014 hat das IASB Änderungen an IAS 1 veröffentlicht. Sie dienen im Wesentlichen der Klarstellung von Angaben zu wesentlichen Sachverhalten und zur Aggregation und Disaggregation von Posten der Bilanz und der Gesamtergebnisrechnung. Der Änderungsstandard regelt auch, die Darstellung des Anteils von at equity bewerteten Unternehmen am sonstigen Ergebnis in der Gesamtergebnisrechnung. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen an IFRS 10 und IAS 28 „Veräußerung oder Einbringung von Vermögenswerten zwischen einem Investor und einem assoziierten Unternehmen oder Joint Venture“

Im September 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 10 und IAS 28. Demnach sind nicht realisierte Erfolge aus Transaktionen zwischen einem Investor und einem assoziierten Unternehmen oder Joint Venture, sofern die Transaktionen einen Geschäftsbetrieb betreffen, vollständig beim Investor zu erfassen. Bei Transaktionen, die nur die Veräußerung von Vermögenswerten betreffen, sind Teilerfolgserfassungen vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist noch nicht erfolgt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Am 10. August 2015 hat das IASB mit der Veröffentlichung des ED 2015/7 zu den Änderungen an IFRS 10 und IAS 28 vorgeschlagen, den Erstanwendungszeitpunkt der Änderungen auf unbestimmte Zeit zu verschieben.

Änderungen an IFRS 11 „Bilanzierung von Erwerben von Anteilen an einer gemeinsamen Geschäftstätigkeit“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen an IFRS 11. Aufgrund der Änderungen hat ein Erwerber von Anteilen an einer gemeinsamen Tätigkeit, die einen Geschäftsbetrieb nach IFRS 3 darstellen, alle Prinzipien in Bezug auf die Bilanzierung von Unternehmenszusammenschlüssen aus IFRS 3 und anderen Standards anzuwenden, solange diese nicht im Widerspruch zu den Leitlinien in IFRS 11 stehen. Demnach sind die relevanten Informationen, die in diesen Standards spezifiziert werden, offenzulegen. In diesem Zusammenhang ergaben sich Änderungen in IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der IFRS“, um die Ausnahme in Bezug auf Unternehmenszusammenschlüsse auszuweiten. Demnach beinhaltet die Änderung auch vergangene Erwerbe von Anteilen an gemeinschaftlichen Tätigkeiten, bei denen die gemeinschaftliche Tätigkeit einen Geschäftsbetrieb darstellt. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen an IAS 16, IAS 38 „Klarstellung akzeptabler Abschreibungsmethoden“

Im Mai 2014 veröffentlichte das IASB Anpassungen zu IAS 16 und IAS 38. Die Änderungen beinhalten weitere Leitlinien, welche Methoden für die Abschreibung von Sachanlagen und immateriellen Vermögenswerten genutzt werden können. Danach bietet eine erlösorientierte Methode, die sich aus einer Tätigkeit ergibt, die die Verwendung des Vermögenswerts mit einschließt, keine sachgerechte Darstellung des Verbrauchs. Im Rahmen des IAS 38 gibt es allerdings begrenzte Umstände, unter denen diese Annahme widerlegt werden kann. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 16 und IAS 41 „Landwirtschaft: Fruchttragende Pflanzen“

Im Juni 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 16 und IAS 41. Demnach sind fruchttragende Pflanzen wie Sachanlagen nach IAS 16 zu bilanzieren. Ihre Früchte sind weiterhin gemäß IAS 41 abzubilden. Durch die Änderungen werden fruchttragende Pflanzen künftig nicht mehr erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert abzüglich geschätzter Verkaufskosten bilanziert, sondern gemäß IAS 16 wahlweise nach dem Anschaffungskostenmodell oder dem Neubewertungsmodell. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 19 „Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge“

Im November 2013 veröffentlichte das IASB eine Anpassung zu IAS 19. Diese Anpassung ergänzt den IAS 19 in Bezug auf die Bilanzierung leistungsorientierter Pensionszusagen, an denen sich der Arbeitnehmer (oder Dritte) durch Beiträge beteiligt. Sofern die Beiträge durch den Arbeitnehmer (oder Dritte) unabhängig von der Anzahl der Dienstjahre geleistet werden, kann weiterhin der Nominalbetrag der Beiträge vom Dienstzeitaufwand abgezogen werden. Sofern jedoch die Beiträge des Arbeitnehmers in Abhängigkeit von der Anzahl der geleisteten Dienstjahre variieren, ist die Berechnung und Verteilung der Leistungen zwingend unter Anwendung der Projected-Unit-Credit-Methode vorzunehmen. Die Änderungen sind für Geschäftsjahre anzuwenden, die am oder nach dem 1. Juli 2014 beginnen, wobei eine vorzeitige Anwendung zulässig ist. Die Übernahme durch die EU in europäisches Recht ist erfolgt. Danach werden die Änderungen verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden sein, die am oder nach dem 1. Februar 2015 beginnen. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine wesentlichen Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

Änderungen zu IAS 27 „Anwendung der Equity-Methode in separaten Abschlüssen“

Im August 2014 veröffentlichte das IASB Änderungen zu IAS 27 „Separate Abschlüsse“. Die Änderungen beinhalten die Zulassung der Equity-Methode als Bilanzierungsoption für Anteile an Tochterunternehmen, Joint Ventures und assoziierten Unternehmen im separaten Abschluss eines Investors. Die Änderungen sind rückwirkend im Einklang mit IAS 8 „Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden, Änderungen von Schätzungen und Fehlern“ und für Geschäftsjahre, die am oder nach dem 1. Januar 2016 beginnen, anzuwenden. Eine vorzeitige Anwendung ist zulässig. Die EU hat die Änderungen in europäisches Recht übernommen. Danach ergibt sich kein abweichender Erstanwendungszeitpunkt. Die Uniper AG erwartet aus den Änderungen keine Auswirkungen auf ihren zukünftigen Konzernabschluss.

(5) Kombinerungskreis, Beteiligungen und zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte

Entwicklung des Kombinerungskreises

Der Kombinerungskreis entwickelte sich wie folgt:

Uniper-Gruppe

	<u>Inland</u>	<u>Ausland</u>	<u>Summe</u>
Stand zum 1. Januar 2013	24	42	66
Kombinerungskreisänderungen			
<i>Zugänge</i>	—	1	1
<i>Verschmelzungen</i>	—	—	0
Stand zum 31. Dezember 2013	24	43	67
Kombinerungskreisänderungen			
<i>Zugänge</i>	—	—	0
<i>Verschmelzungen</i>	1	2	3
Stand zum 31. Dezember 2014	23	41	64
Kombinerungskreisänderungen			
<i>Zugänge</i>	4	2	6
<i>Abgänge</i>	—	1	1
Stand zum 31. Dezember 2015	27	42	69

Es wurden 13 assoziierte Unternehmen (2014: 13; 2013: 13) sowie 3 Gemeinschaftsunternehmen (2014: 4; 2013: 3) im Kombinierten Abschluss nach der Equity-Methode berücksichtigt. Diese sind in Textziffer 15 erläutert.

43 Tochterunternehmen (2014: 38; 2013: 37) und 24 assoziierte Unternehmen (2014: 22; 2013: 22) von insgesamt untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Uniper-Gruppe wurden als Beteiligungen erfasst.

Für eine vollständige Aufstellung aller im Kombinerungskreis berücksichtigten Unternehmen wird auf Textziffer 33 verwiesen.

Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte im Jahr 2015

AS Latvijas Gāze

Mit Vertrag vom 22. Dezember 2015 hat Uniper den Verkauf von 28,974 Prozent der Anteile an ihrer assoziierten Beteiligung AS Latvijas Gāze, Riga, Lettland an die luxemburgische Gesellschaft Marguerite Gas I S.à r.l. vereinbart. Der Buchwert der Beteiligung, die im Segment Globaler Handel ausgewiesen wird, betrug zum 31. Dezember 2015 rund 0,1 Mrd €. Aus der Transaktion, die im Januar 2016 vollzogen wurde, resultierte bei einem Kaufpreis von rund 0,1 Mrd € ein geringfügiges Abgangsergebnis.

(6) Umsatzerlöse

Im Geschäftsjahr 2015 lag der Umsatz mit 92 Mrd € um 5 Prozent über dem Vorjahresniveau (2014: 88 Mrd €; 2013: 95 Mrd €). Diese Erhöhung resultierte im Wesentlichen aus einem mengenbedingten Gasumsatzanstieg im Segment Globaler Handel. Der Umsatzrückgang im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Geschäftsjahr 2013 ist im Wesentlichen durch die warme Witterung im Winter sowie auf den Verlust von Kunden im Großkunden-Bereich („Wholesale“) zurückzuführen. Ebenso trug ein niedrigeres Preisniveau zu dem deutlichen Umsatzrückgang im Geschäftsjahr 2014 bei.

Die Aufteilung der Umsatzerlöse nach Segmenten findet sich in Textziffer 31.

(7) Andere aktivierte Eigenleistungen

Andere aktivierte Eigenleistungen belaufen sich im Geschäftsjahr 2015 auf 46 Mio € (2014: 81 Mio €; 2013: 81 Mio €) und resultieren in allen Geschäftsjahren unter anderem aus Engineering-Leistungen.

(8) Sonstige betriebliche Erträge und Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Erträge setzen sich wie folgt zusammen:

Sonstige betriebliche Erträge

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge aus Währungskursdifferenzen	1.900	1.910	1.465
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	7.232	7.064	2.424
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren . .	37	7	43
Zuschreibungen im Anlagevermögen	348	30	177
Erträge aus dem Abgang von Sachanlagevermögen	17	9	9
Übrige	<u>1.291</u>	<u>442</u>	<u>454</u>
Summe	10.825	9.462	4.572

Grundsätzlich werden in der Uniper-Gruppe Derivate für die Absicherung („Hedging“) von Commodity- und Devisenrisiken eingesetzt. Die Aufwendungen und Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten betreffen die Fair-Value-Bewertung aus Derivaten nach IAS 39. Wesentliche Auswirkungen ergeben sich hier insbesondere aus der Veränderung der zu Marktwerten bilanzierten Commodity-Derivate. Der kontinuierliche Anstieg der Erträge und Aufwendungen aus der Bewertung der Commodity-Derivate in den Geschäftsjahren 2013 bis 2015 ist unter anderem zurückzuführen auf Preisveränderungen ab dem Geschäftsjahr 2014, insbesondere im Gas- und Öl Handel.

Die Erträge aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Erträge aus Währungsderivaten in Höhe von 1.136 Mio € (2014: 1.521 Mio €; 2013: 962 Mio €) sowie realisierte Erträge aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 535 Mio € (2014: 311 Mio €; 2013: 451 Mio €). Zusätzlich dazu ergeben sich unrealisierte Währungseffekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 229 Mio € (2014: 78 Mio €; 2013: 52 Mio €).

Im Berichtsjahr 2015 sind im Vergleich zum Vorjahr 670 Mio € höhere Erträge in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträge aus den Weiterbelastungen von Kosten im Rahmen von „Cost-Plus-Fee“-Vereinbarungen an einen Minderheitsgesellschafter enthalten. Zudem sind hier wie in den

Vorjahren Erträge aus der Weiterbelastung von Lieferungen und Leistungen in Höhe von 208 Mio € (2014: 216 Mio €; 2013: 193 Mio €) ausgewiesen. Ferner sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen des Geschäftsjahres 2015 einmalig auch Erträge aus der Ablösung eines Darlehens in Höhe von 115 Mio € enthalten. Auch werden Erträge aus Erstattung- und Schadenersatzansprüchen in Höhe von 95 Mio € (2014: 28 Mio €; 2013: 2 Mio €) sowie Erträge aus Versicherungsprämien in Höhe von 33 Mio € (2014: 20 Mio €; 2013: 33 Mio €) unter den übrigen sonstigen betrieblichen Erträgen berichtet.

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen setzen sich folgendermaßen zusammen:

Sonstige betriebliche Aufwendungen

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen	1.883	2.005	1.415
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	6.718	5.898	2.105
Sonstige Steuern	216	218	244
Verluste aus dem Abgang von Beteiligungen und Wertpapieren	21	6	49
Übrige	1.686	1.192	1.269
Summe	10.524	9.319	5.082

Zur Entwicklung der Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten wird auf die Erläuterung zu den sonstigen betrieblichen Erträgen verwiesen.

Die Aufwendungen aus Währungskursdifferenzen enthalten im Wesentlichen realisierte Aufwendungen aus Währungsderivaten in Höhe von 1.144 Mio € (2014: 1.607 Mio €; 2013: 866 Mio €) sowie realisierte Aufwendungen aus der Währungsumrechnung von Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten in Höhe von 504 Mio € (2014: 313 Mio €; 2013: 519 Mio €). Zusätzlich dazu ergaben sich unrealisierte Währungseffekte aus der Stichtagskursumrechnung in Höhe von 235 Mio € (2014: 85 Mio €; 2013: 30 Mio €).

Die übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen beinhalten im Wesentlichen Fremdleistungen in Höhe von 333 Mio € (2014: 256 Mio €; 2013: 285 Mio €) sowie IT-Aufwendungen in Höhe von 203 Mio € (2014: 218 Mio €; 2013: 205 Mio €), die größtenteils von einem nahestehenden Unternehmen erbracht und mit marktüblichen Konditionen abgerechnet werden. Des Weiteren wurden Dienstleistungsumlagen der E.ON SE und der E.ON Sverige AB in den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst. Die Aufwendungen dafür beliefen sich im Berichtsjahr 2015 auf 161 Mio € (2014: 120 Mio €; 2013: 172 Mio €). Daneben sind in den übrigen sonstigen betrieblichen Aufwendungen außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte in Höhe von 1 Mio € (2014: 97 Mio €; 2013: 0 Mio €), versicherungstechnischer Aufwand und Versicherungsprämien in Höhe von insgesamt 72 Mio € (2014: 31 Mio €; 2013: 42 Mio €), Mieten und Pachten in Höhe von 66 Mio € (2014: 60 Mio €; 2013: 50 Mio €), externe Beratungs- und Prüfungskosten in Höhe von 27 Mio € (2014: 44 Mio €; 2013: 37 Mio €), Werbe- und Marketingaufwendungen in Höhe von 21 Mio € (2014: 20 Mio €; 2013: 27 Mio €) sowie Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Darlehensforderungen in Höhe von 358 Mio € (2014: 27 Mio €; 2013: 86 Mio €) enthalten. Der Anstieg im Geschäftsjahr 2015 resultiert vor allem aus einer Wertberichtigung auf eine Darlehensforderung gegen eine schwedische at equity Beteiligung.

(9) Materialaufwand

Der Materialaufwand setzt sich wie folgt zusammen:

Materialaufwand

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren	88.297	83.830	90.428
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.009	671	828
Summe	89.306	84.501	91.256

Beim Materialaufwand verzeichnete die Uniper-Gruppe im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr einen Anstieg um rund 4 Mrd € auf 89 Mrd € (2014: 85 Mrd €; 2013: 91 Mrd €). Ursache hierfür war ein höherer Aufwand für die Gasbeschaffung im Segment Globaler Handel.

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe und bezogene Waren umfassen insbesondere den Bezug von Gas und Strom in Höhe von 81 Mrd € (2014: 77 Mrd €; 2013: 81 Mrd €). Des Weiteren sind hier Netznutzungsentgelte im Geschäftsjahr 2015 in Höhe von 936 Mio € (2014: 836 Mio €; 2013: 2.272 Mio €) enthalten.

Die Aufwendungen für bezogene Leistungen beinhalten im Wesentlichen Instandhaltungsaufwendungen in Höhe von 300 Mio € (2014: 221 Mio €; 2013: 250 Mio €) sowie sonstige bezogene Leistungen in Höhe von 561 Mio € (2014: 370 Mio €; 2013: 321 Mio €).

(10) Finanzergebnis

Das Finanzergebnis setzt sich wie folgt zusammen:

Finanzergebnis

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge aus Beteiligungen	5	12	25
Wertminderungen/Zuschreibungen auf sonstige Finanzanlagen	-17	-2	-2
Beteiligungsergebnis	-12	10	23
Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge ¹⁾	380	388	258
<i>Available-for-Sale</i>	276	153	28
<i>Loans and Receivables</i>	91	141	171
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinserträge</i>	13	94	59
Zinsen und ähnliche Aufwendungen ¹⁾	-332	-516	-429
<i>Amortized Cost</i>	-158	-157	-135
<i>Held-for-Trading</i>	—	—	—
<i>Sonstige Zinsaufwendungen</i>	-174	-359	-294
Zinsergebnis	48	-128	-171
Finanzergebnis	36	-118	-148

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 3 verwiesen.

Die Verbesserung des Finanzergebnisses sowohl im Geschäftsjahr 2015 gegenüber 2014 als auch im Geschäftsjahr 2014 gegenüber 2013 beruht im Wesentlichen auf der positiven Entwicklung des Zinsergebnisses.

Erträge aus Wertpapieren, Zinsen und ähnliche Erträge enthalten überwiegend Erträge aus dem schwedischen Nuklearfonds in Höhe von 273 Mio € im Geschäftsjahr 2015 (2014: 151 Mio; 2013: 27 Mio €).

In den sonstigen Zinsaufwendungen sind im Wesentlichen die Aufzinsung von Rückstellungen für Entsorgungs- und Rückbauverpflichtungen in Höhe von 64 Mio € (2014: 87 Mio €; 2013: 76 Mio €) sowie die Netto-Zinsbelastung aus Pensionsrückstellungen mit einem Betrag von 38 Mio € (2014: 47 Mio €; 2013: 54 Mio €) enthalten. Mindernd wurden in den Zinsen und ähnlichen Aufwendungen aktivierte Fremdkapitalzinsen in Höhe von 72 Mio € (2014: 79 Mio €; 2013: 139 Mio €) berücksichtigt. Das sonstige Zinsergebnis wurde im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr durch eine zinsniveaubedingte geringere Belastung durch die Aufzinsung der sonstigen langfristigen Rückstellungen belastet. Teilweise kompensierend wirkte der Entfall von positiven Effekten aus dem steuerlich bedingten Zinsaufwand im Geschäftsjahr 2014. Das sonstige Zinsergebnis wurde im Geschäftsjahr 2014 im Vergleich zum Vorjahr durch das gesunkene Zinsniveau und die sich hieraus ergebenden Effekte auf die sonstigen langfristigen Rückstellungen deutlich belastet. Gegenläufig wirkten positive Einmaleffekte im steuerlichen Bereich.

(11) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Für die Geschäftsjahre setzen sich die Steuern vom Einkommen und vom Ertrag einschließlich der latenten Steuern wie folgt zusammen:

Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Inländische Ertragsteuern	49	-218	208
Ausländische Ertragsteuern	97	215	295
Laufende Ertragsteuern	146	-3	503
Inland	240	65	-230
Ausland	10	-410	-213
Latente Steuern	250	-345	-443
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	396	-348	60

Für Besonderheiten im Zusammenhang mit der Erfassung und Bewertung von Steuern vom Einkommen und vom Ertrag im Kombinierten Abschluss („Separate Tax Return Approach“) wird auf Textziffer 2 verwiesen.

Der Steueraufwand beträgt im Geschäftsjahr 396 Mio € gegenüber -348 Mio € im Vorjahr (2013: 60 Mio €). Trotz des negativen Ergebnisses vor Steuern ergibt sich im Jahr 2015 ein Steueraufwand und damit verbunden eine Steuerquote von -12 Prozent (2014: 11 Prozent; 2013: -6 Prozent). In den Jahren 2013 bis 2015 waren im Wesentlichen nicht steuerentlastende Abschreibungsbeträge die entscheidenden Gründe für die Veränderung der Steuerquoten. Darüber hinaus führten Effekte aus der Wertänderung aktiver latenter Steuern in den Jahren 2013 und 2015 zu einer Belastung der Steuerquote. Von den laufenden Ertragsteuern im Geschäftsjahr 2015 entfällt ein Betrag von -159 Mio € auf Vorperioden (2014: -272 Mio €; 2013: 254 Mio €).

Die latenten Steuern resultieren aus der Veränderung von temporären Differenzen in Höhe von 45 Mio € (2014: 185 Mio €; 2013: -235 Mio €) und von Verlustvorträgen in Höhe von 205 Mio € (2014: -530 Mio €; 2013: -208 Mio €).

Die Verbindlichkeiten aus Ertragsteuern beinhalten im Wesentlichen die Ertragsteuern für das laufende Jahr. Für den Unterschied zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) wurden zum Stichtag 2 Mio € passive latente Steuern bilanziert (2014: 22 Mio €; 2013: 6 Mio €). Passive latente Steuern für Tochtergesellschaften und assoziierte Unternehmen wurden insoweit nicht bilanziert, als die Gesellschaft den Umkehrerfolg steuern kann und es daher wahrscheinlich ist, dass sich die temporäre Differenz in absehbarer Zeit nicht umkehren wird. Für temporäre Differenzen von Tochterunternehmen und assoziierten Unternehmen in Höhe von 502 Mio € (2014: 137 Mio €; 2013: 293 Mio €) wurden passive latente Steuern nicht gebildet, da Uniper in der Lage ist, den zeitlichen Verlauf der Umkehrung zu steuern und sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht umkehren.

Steuersatzänderungen im Ausland führten insgesamt zu einem Steueraufwand in Höhe von 19 Mio € (2014: 27 Mio € Steueraufwand; 2013: -23 Mio € Steuerertrag).

Der in Deutschland anzuwendende Ertragsteuersatz von 31 Prozent setzt sich zusammen aus Körperschaftsteuer (15 Prozent), Gewerbesteuer (15 Prozent) und Solidaritätszuschlag (1 Prozent). Die Unterschiede zum effektiven Steuersatz lassen sich wie folgt herleiten:

Überleitungsrechnung zum effektiven Steueraufwand/-satz

	2015		2014		2013	
	in Mio €	in %	in Mio €	in %	in Mio €	in %
Ergebnis vor Steuern	-3.361	100,0	-3.160	100,0	-1.073	100,0
Erwartete Ertragsteuern	-1.042	31,0	-980	31,0	-333	31,0
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	202	-6,0	146	-4,6	18	-1,7
Änderungen des Steuersatzes/Steuerrechts	19	-0,6	27	-0,9	-23	2,2
Steuereffekte auf steuerfreies Einkommen	-60	1,8	-114	3,6	-73	6,8
Steuereffekte auf Ergebnisse aus at equity bewerteten Unternehmen	-22	0,6	110	-3,5	97	-9,0
Steuereffekte aus Goodwill-Impairment	524	-15,6	319	-10,1	0	0,0
Steuereffekte aus Wertänderungen und Nichtansatz von latenten Steuern	595	-17,7	349	-11,0	333	-31,1
Steuereffekte aus anderen Ertragsteuern	27	-0,8	51	-1,6	63	-5,9
Steuereffekte aus periodenfremden Ertragsteuern	129	-3,8	-246	7,8	-7	0,7
Sonstiges	24	-0,7	-10	0,3	-15	1,4
Effektiver Steueraufwand/-satz	396	-11,8	-348	11,0	60	-5,6

Es ergeben sich die in der folgenden Tabelle dargestellten aktiven und passiven latenten Steuern:

Aktive und passive latente Steuern

in Mio €	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Immaterielle Vermögenswerte	104	431	109	486	123	642
Sachanlagen	242	870	253	976	200	1.522
Finanzanlagen	13	80	7	72	4	71
Vorräte	41	19	22	93	20	134
Forderungen	155	6.106	198	4.593	309	2.584
Rückstellungen	2.493	102	2.490	37	2.296	195
Verbindlichkeiten	5.139	750	3.619	577	1.766	382
Verlustvorträge	427	—	429	—	489	—
Sonstige	35	90	37	418	30	476
Zwischensumme	8.649	8.448	7.164	7.252	5.237	6.006
Wertänderung	-792	—	-523	—	-401	—
Latente Steuern (brutto)	7.857	8.448	6.641	7.252	4.836	6.006
Saldierung	-6.826	-6.826	-5.286	-5.286	-3.796	-3.796
Latente Steuern (netto)	1.031	1.622	1.355	1.966	1.040	2.210
<i>kurzfristig</i>	253	403	449	425	377	414

Von den ausgewiesenen latenten Steuern sind insgesamt -11 Mio € direkt dem Eigenkapital belastet worden (2014: -128 Mio €; 2013: -17 Mio €).

Die im Other Comprehensive Income erfassten Ertragsteuern gliedern sich wie folgt auf:

Ertragsteuern auf Bestandteile des Other Comprehensive Income

in Mio €	2015			2014			2013		
	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern	vor Ertragsteuern	Ertragsteuern	nach Ertragsteuern
Cashflow Hedges	2	—	2	10	-1	9	6	-1	5
Weiterveräußerbare Wertpapiere ..	-420	—	-420	-313	-1	-314	294	-1	293
Währungsumrechnungsdifferenz ..	-335	1	-334	-2.498	1	-2.497	-1.087	-1	-1.088
Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen	199	-120	79	-302	111	-191	37	-32	5
At equity bewertete Unternehmen	28	1	29	-113	—	-113	-183	1	-182
Summe	-526	-118	-644	-3.216	110	-3.106	-933	-34	-967

Die erklärten steuerlichen Verlustvorträge am Jahresende setzen sich wie folgt zusammen:

Steuerliche Verlustvorträge

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Inländische Verlustvorträge	123	128	127
Ausländische Verlustvorträge	2.723	2.434	1.614
Summe	2.846	2.562	1.741

Seit dem 1. Januar 2004 sind inländische Verlustvorträge unter Berücksichtigung eines Sockelbetrags von 1 Mio € nur noch zu 60 Prozent des zu versteuernden Einkommens verrechenbar. Diese körperschaftsteuerliche Regelung zur Mindestbesteuerung gilt entsprechend für gewerbesteuerliche Verlustvorträge. Die inländischen Verlustvorträge ergeben sich aus der Addition körperschaftsteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 74 Mio € (2014: 76 Mio €; 2013: 75 Mio €) und gewerbesteuerlicher Verlustvorträge in Höhe von 49 Mio € (2014: 52 Mio €; 2013: 52 Mio €).

Die ausländischen Verlustvorträge bestehen ausschließlich aus körperschaftsteuerlichen Verlustvorträgen. Innerhalb der ausländischen Verlustvorträge entfällt ein wesentlicher Teil auf Vorjahre. Insgesamt wurden zum Stichtag 31. Dezember 2015 auf im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt nutzbare ausländische Verlustvorträge in Höhe von 2.003 Mio € (2014: 2.422 Mio €; 2013: 1.102 Mio €) latente Steuern nicht beziehungsweise nicht mehr angesetzt. Auf temporäre Differenzen in Höhe von 421 Mio € (2014: 77 Mio €; 2013: 146 Mio €) wurden keine latenten Steueransprüche angesetzt.

Zum 31. Dezember 2015 hat Uniper für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode verzeichnet haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 90 Mio € übersteigen. Per 31. Dezember 2014 beziehungsweise 31. Dezember 2013 betrug der übersteigende Betrag 126 Mio € beziehungsweise 97 Mio €. Grundlage für die Bildung latenter Steuern ist die Einschätzung des Managements, dass es wahrscheinlich ist, dass die jeweiligen Gesellschaften zu versteuernde Ergebnisse erzielen werden, mit denen noch nicht genutzte steuerliche Verluste, Steuergutschriften und abzugsfähige temporäre Differenzen verrechnet werden können.

(12) Personalbezogene Angaben

Personalaufwand

Der Personalaufwand hat sich wie folgt entwickelt:

Personalaufwand

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Löhne und Gehälter	948	1.069	1.151
Soziale Abgaben	167	150	174
Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	145	110	117
<i>für Altersversorgung</i>	<i>144</i>	<i>108</i>	<i>115</i>
Summe	1.260	1.329	1.442

Der Personalaufwand der Uniper-Gruppe verringerte sich im Geschäftsjahr 2015 um 69 Mio € auf 1.260 Mio € (2014: 1.329 Mio €; 2013: 1.442 Mio €). Der Rückgang um 69 Mio € im Geschäftsjahr 2015 beziehungsweise 113 Mio € im Geschäftsjahr 2014 resultiert weitestgehend aus Effekten im Zusammenhang mit lokalen Restrukturierungsprogrammen und dem gruppenübergreifenden Restrukturierungsprogramm E.ON 2.0 sowie der organisatorischen Neuaufstellung des Kraftwerksbereichs. Die damit verbundenen Maßnahmen führten zu entsprechend niedrigeren Personalbeständen. Im Vergleich des Geschäftsjahres 2015 mit dem Geschäftsjahr 2014 verringerten sich neben den Aufwendungen für Löhne und Gehälter auch die Kosten für Restrukturierungsmaßnahmen. Gegenläufig wirkten höhere Aufwendungen für die betriebliche Altersversorgung. Im Vergleich des Geschäftsjahres 2014 mit dem Geschäftsjahr 2013 wurden die aus den rückläufigen Personalbeständen resultierenden geringeren Aufwendungen für Löhne und Gehälter sowie soziale Abgaben durch gestiegene Kosten für die Restrukturierungsmaßnahmen teilweise kompensiert.

Anteilsbasierte Vergütung

Mitarbeiter der Uniper-Gruppe partizipierten in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 an den Programmen für anteilsbasierte Vergütung des E.ON-Konzerns. Für Zwecke des Kombinierten Abschlusses wurden die Aufwendungen und Verpflichtungen aus der anteilsbasierten Vergütung bei den Uniper-Gesellschaften berücksichtigt, bei denen die Verpflichtungen entstanden beziehungsweise die Aufwendungen angefallen sind. Im Fall von Holdinggesellschaften, wie zum Beispiel der E.ON SE, deren Dienstleistungen für die Uniper-Gruppe im Rahmen einer Dienstleistungsumlage für den Kombinierten Abschluss erfasst wurden, wurden die Aufwendungen im Zusammenhang mit der anteilsbasierten Vergütung direkt beziehungsweise, soweit dies nicht möglich war, auf Basis von sachgerechten Allokationsschlüsseln zugeordnet und im Kombinierten Abschluss der Uniper AG erfasst.

Für anteilsbasierte Vergütungen (Mitarbeiteraktienprogramme in Deutschland und Großbritannien, E.ON Share Performance Plan, E.ON Share Matching Plan sowie die mehrjährige Tantieme) sind im Jahr 2015 Aufwendungen in Höhe von 7,6 Mio € (2014: 12,0 Mio €; 2013: 4,7 Mio €) entstanden.

Mitarbeiteraktienprogramm

Im Jahr 2015 bestand wie im Vorjahr die Möglichkeit für Mitarbeiter deutscher Uniper-Gesellschaften, E.ON-Aktien zu vergünstigten Konditionen im Rahmen eines freiwilligen Mitarbeiteraktienprogramms zu erwerben. Die Mitarbeiter erhielten im Geschäftsjahr 2015 einen Zuschuss von regulär 390 € (2014: 400 €; 2013: 450 €) zu den von ihnen zum Stichtag 19. November 2015 gezeichneten Aktien, die gestaffelt in fünf Paketen angeboten werden. Aufgrund der geplanten Abspaltung von E.ON wird im Jahr 2016 kein Mitarbeiteraktienprogramm durchgeführt. Den Mitarbeitern wurde zum Ausgleich im Geschäftsjahr 2015 ein zusätzlicher Zuschuss zum Erwerb der Aktien gewährt. In Abhängigkeit vom erworbenen Aktienpaket betrug der Eigenanteil im Jahr 2015 mindestens 510 € und höchstens 1.560 € (2014: mindestens 500 € und höchstens 2.000 €; 2013: mindestens 450 € und höchstens 1.950 €). Der maßgebliche Kurs der E.ON-Aktie zu dem relevanten Stichtag betrug 8,90 € (2014: 12,80 €; 2013: 13,75 €). In Abhängigkeit von der gezeichneten Anzahl der Aktien ergaben sich Vorzugspreise zwischen 4,51 € und 5,78 € (2014: zwischen 7,09 € und 10,66 €; 2013: zwischen 6,83 € und 11,16 €). Die Sperrfrist für diese Aktien endet am 31. Dezember 2017. Durch die Gewährung der Vorzugspreise entsteht ein Aufwand, der in dem Posten „Löhne und

Gehälter“ als Personalaufwand erfasst wird. Der auf die deutschen Uniper-Gesellschaften entfallende Aufwand betrug im Geschäftsjahr 2015 0,8 Mio € (2014: 1,1 Mio €; 2013: 0,9 Mio €).

Seit dem Geschäftsjahr 2003 besteht für beschäftigte Mitarbeiter in Großbritannien die Möglichkeit, E.ON-Aktien im Rahmen eines Mitarbeiterprogramms zu erwerben und zusätzlich Bonusaktien zu beziehen. Der Aufwand aus der Ausgabe dieser Aktien beträgt für die Uniper-Gesellschaften im Jahr 2015 0,2 Mio € (2014: 0,2 Mio €; 2013: 0,2 Mio €) und wird ebenfalls unter „Löhne und Gehälter“ als Personalaufwand erfasst.

Langfristige variable Vergütung

Als freiwilligen langfristigen variablen Vergütungsbestandteil erhalten die Vorstandsmitglieder der E.ON SE und bestimmte Führungskräfte der Uniper-Gruppe eine anteilsbasierte Vergütung. Ziel dieser anteilsbasierten Vergütung ist es, den Beitrag zur Steigerung des Unternehmenswerts zu honorieren und den langfristigen Unternehmenserfolg zu fördern. Durch diese variable Vergütungskomponente mit gleichzeitig langfristiger Anreizwirkung und Risikocharakter werden die Interessen der Anteilseigner und des Managements sinnvoll verknüpft.

Im Folgenden wird über den im Jahr 2006 eingeführten und in den Jahren 2010 und 2011 für die nachfolgenden Tranchen modifizierten E.ON Share Performance Plan, den im Jahr 2013 eingeführten E.ON Share Matching Plan sowie über die im Jahr 2015 eingeführte mehrjährige Tantieme berichtet.

E.ON Share Performance Plan

Von 2006 bis 2012 wurden virtuelle Aktien (Performance-Rechte) im Rahmen des E.ON Share Performance Plans gewährt.

Voraussetzung für die Gewährung war ab dem Jahr 2011 der Besitz einer bestimmten Anzahl von Aktien der E.ON SE, die bis zum Ende der Laufzeit beziehungsweise bis zur vollständigen Ausübung gehalten werden müssen. Jedes Performance-Recht berechtigt am Ende der Laufzeit zu einer Barauszahlung in Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie sowie – nach den modifizierten Planbedingungen ab der sechsten Tranche – vom Grad der Erreichung bestimmter Konzernkennzahlen über die Laufzeit. Eine Auszahlung vor Ende der Laufzeit erfolgt im Falle eines Change of Control Ereignisses oder bei Tod des Begünstigten. Bezugsgröße ist die Kapitalrendite, das heißt der ROACE im Vergleich zu den Kapitalkosten (WACC) im Durchschnitt über die unverändert vierjährige Laufzeit der neuen Tranche. Gleichzeitig wurde der Auszahlungsbetrag, beginnend mit der sechsten Tranche, auf das 2,5-Fache des ursprünglich zugeteilten Zielwerts begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwerts bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren. Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um Effekte von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der letzten, im Jahr 2015 unter diesen Planbedingungen noch aktiven Tranche lauten wie folgt:

E.ON Share Performance Rechte

	<u>7. Tranche</u>
Ausgabedatum	1. Jan. 2012
Laufzeit	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	17,10 €
Maximaler Auszahlungsbetrag	42,75 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung 4,0 Mio € (2014: 7,8 Mio €; 2013: 4,6 Mio €). Der Aufwand für die jeweils relevanten Tranchen betrug im Geschäftsjahr 2015 0,4 Mio € (2014: 3,4 Mio €; 2013: 1,7 Mio €).

E.ON Share Matching Plan

Von 2013 bis 2014 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des E.ON Share Matching Plans gewährt. Jede virtuelle Aktie berechtigt am Ende der vierjährigen Laufzeit zu einer Barauszahlung in

Abhängigkeit vom dann festgestellten Endkurs der E.ON-Aktie. Berechnungsgrundlagen der langfristigen variablen Vergütung sind der „Ausgangsbetrag“, das „Basis-Matching“ und das „Performance-Matching“.

Der „Ausgangsbetrag“ ermittelt sich, indem ein rechnerischer Teil der vertraglichen Zieltantieme des Begünstigten mit der Gesamtzielerreichung des Begünstigten aus dem Vorjahr multipliziert wird. Der Ausgangsbetrag wird in virtuelle Aktien umgerechnet und ist sofort unverfallbar. In den USA erfolgte die Gewährung virtueller Aktien in Höhe des Ausgangsbetrags erstmals im Jahr 2015. Zusätzlich werden dem Begünstigten virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings gewährt. Das Verhältnis des Basis-Matchings zum Ausgangsbetrag wird bei Mitgliedern des Vorstands der E.ON SE nach dem Ermessen des Aufsichtsrates ermittelt, bei allen weiteren Begünstigten beträgt es 2 : 1. Der Zielwert des Performance-Matchings ist bei Zuteilung der Höhe nach gleich dem Basis-Matching. Das Performance-Matching führt nur bei Erreichen einer vor Beginn der Laufzeit vom E.ON-Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Mindestperformance, bezogen auf den ROACE, zu einer Auszahlung.

Im Jahr 2015 wurden virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings nur an Mitglieder des Vorstands der E.ON SE gewährt. Führungskräften wurde stattdessen eine mehrjährige Tantieme zugesagt, deren Bedingungen weiter unten dargestellt sind.

Die Auszahlung aus dem Performance-Matching entspricht dem Zielwert bei Ausgabe, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gehalten wurde und die durchschnittliche ROACE-Performance einem vom E.ON-Vorstand und Aufsichtsrat festgelegten Zielwert entspricht. War der ROACE im Durchschnitt der vierjährigen Laufzeit höher als der Zielwert, so erhöht sich im Rahmen des Performance-Matchings die Anzahl der virtuellen Aktien, jedoch maximal auf das Doppelte des Zielwerts. Für den Fall, dass der durchschnittliche ROACE unter dem Zielwert liegt, vermindert sich die Anzahl der virtuellen Aktien und damit auch der Auszahlungsbetrag. Ab einer definierten Unterperformance erfolgt aus dem Performance-Matching keine Auszahlung mehr.

Eine Auszahlung erfolgt grundsätzlich erst nach Ende der vierjährigen Laufzeit. Dies gilt auch dann, wenn der Begünstigte zuvor in den Ruhestand tritt oder sein Vertrag aus betriebsbedingten Gründen oder durch Fristablauf innerhalb der Laufzeit endet. Eine Auszahlung vor Ende der Laufzeit erfolgt im Falle eines Change of Control Ereignisses oder bei Tod des Begünstigten. Die geplante Abspaltung qualifiziert als Change of Control Ereignis. Wird das Dienst- oder Anstellungsverhältnis aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, vor Ende der Laufzeit beendet, verfallen alle virtuellen Aktien mit Ausnahme derjenigen, die aus dem Ausgangsbetrag resultierten.

Am Ende der Laufzeit wird zu jeder virtuellen Aktie die Summe der an einen Aktionär während der Laufzeit gezahlten Dividenden hinzuaddiert. Die Höhe des maximal an einen Planteilnehmer auszuzahlenden Betrags ist auf das Zweifache der Summe aus Ausgangsbetrag, Basis-Matching und Zielwert des Performance-Matchings begrenzt.

Sowohl die Ermittlung des Zielwerts bei Ausgabe als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren.

Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Die Grundparameter der im Jahr 2015 unter diesen Planbedingungen aktiven Tranchen lauten wie folgt:

E.ON Share Matching virtuelle Aktien

	<u>3. Tranche</u>	<u>2. Tranche</u>	<u>1. Tranche</u>
Ausgabedatum	1. Apr. 2015	1. Apr. 2014	1. Apr. 2013
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Zielwert bei Ausgabe	13,63 €	13,65 €	13,31 €

Für die Bilanzierung wird der 60-Tages-Durchschnitt der E.ON-Aktie zum Bilanzstichtag als Fair Value herangezogen. Zusätzlich dazu erfolgt beim Performance-Matching eine Simulation der ROACE-Entwicklung. Zum Bilanzstichtag beträgt die Rückstellung für die erste, zweite und dritte Tranche des E.ON Share Matching Plans 13,4 Mio € (2014: 9,1 Mio €; 2013: 1,9 Mio €). Der Aufwand für die jeweilig relevante Tranchen betrug im Geschäftsjahr 2015 4,7 Mio € (2014: 7,3 Mio €; 2013: 1,9 Mio €).

Mehrjährige Tantieme

Im Jahr 2015 wurde Führungskräften, denen unter den bisherigen Regelungen virtuelle Aktien im Rahmen des Basis-Matchings und des Performance-Matchings gewährt worden wären, eine mehrjährige Tantieme mit vierjähriger Laufzeit zugesagt. Der Zielwert der mehrjährigen Tantieme wurde den Begünstigten jeweils individuell mitgeteilt.

Die Auszahlungshöhe der mehrjährigen Tantieme hängt zunächst davon ab, ob der Berechtigte nach der geplanten Abspaltung im E.ON-Konzern oder im Uniper-Konzern tätig ist. Für Führungskräfte, die im E.ON-Konzern verbleiben, entspricht die Auszahlung dem Zielwert, wenn der Kurs der E.ON-Aktie am Ende der Laufzeit gleich dem Kurs der E.ON-Aktie nach der Abspaltung entspricht. Für Führungskräfte, die zum Uniper-Konzern wechseln, entspricht die Auszahlung dem Zielwert, wenn der Kurs der Uniper-Aktie am Ende der Laufzeit dem Kurs der Uniper-Aktie nach der Abspaltung entspricht. Für den Fall, dass der Aktienkurs am Ende der Laufzeit höher oder niedriger als der Kurs nach der Abspaltung ist, erhöht oder vermindert sich der Auszahlungsbetrag gegenüber dem Zielwert im Verhältnis der Kursabweichung vom Zielwert, wobei eine Erhöhung maximal bis zum zweifachen des Zielwerts möglich ist.

Eine Auszahlung erfolgt grundsätzlich erst nach Ende der vierjährigen Laufzeit. Dies gilt auch dann, wenn der Begünstigte zuvor in den Ruhestand tritt oder sein Vertrag aus betriebsbedingten Gründen oder durch Fristablauf innerhalb der Laufzeit endet. Eine Auszahlung vor Ende der Laufzeit erfolgt im Falle eines Change of Control Ereignisses oder bei Tod des Begünstigten. Dabei gilt jedoch die geplante Abspaltung nicht als Change of Control Ereignis. Wird das Dienst- oder Anstellungsverhältnis aus Gründen, die in der Sphäre des Begünstigten liegen, vor Ende der Laufzeit beendet, besteht kein Anspruch auf Auszahlung.

Sowohl die Ermittlung des Aktienkurses nach der Abspaltung als auch des Endkurses erfolgt jeweils anhand von 60-Tages-Durchschnittskursen, um den Effekt von zufälligen, nicht nachhaltigen Kursentwicklungen zu reduzieren.

Der Plan beinhaltet Anpassungsmechanismen, um zum Beispiel den Effekt von zwischenzeitlichen Kapitalmaßnahmen zu eliminieren.

Für die Bilanzierung wird, solange die geplante Abspaltung noch nicht erfolgt ist, der Zielwert als Grundlage herangezogen.

Zum 31. Dezember 2015 beträgt die Rückstellung für die mehrjährige Tantieme 1,5 Mio €.

Mitarbeiter

Im Berichtsjahr beschäftigte Uniper durchschnittlich 14.137 Mitarbeiter (2014: 15.158; 2013: 15.991). Vorstände, Geschäftsführer und Auszubildende sind unberücksichtigt. Mitarbeiter von Holdinggesellschaften wie der E.ON SE oder der E.ON Sverige AB, die in der Vergangenheit Tätigkeiten sowohl für Uniper als auch für E.ON übernommen haben, sind anteilig basierend auf den gleichen sachgerechten Allokationsschlüsseln, die für die Allokation der Personalaufwendungen für den Kombinierten Abschluss zugrunde gelegt wurden, erfasst.

Nach Segmenten setzte sich die Mitarbeiterzahl wie folgt zusammen:

Mitarbeiter¹⁾

	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Europäische Erzeugung	6.928	7.636	8.554
Globaler Handel	1.412	1.621	1.767
Internationale Stromerzeugung	5.305	5.386	5.199
Administration/Konsolidierung	492	515	471
Gesamt	14.137	15.158	15.991
<i>Inland</i>	5.046	5.778	6.622
<i>Ausland</i>	9.091	9.380	9.369

1) ohne Vorstände/Geschäftsführer und Auszubildende.

(13) Sonstige Angaben

Angaben zum Kombinerungskreis

Die Angaben zum Kombinerungskreis gemäß IFRS 12 sind integraler Bestandteil des Anhangs und werden in Textziffer 33 dargestellt.

(14) Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

Die Entwicklung des Goodwills, der immateriellen Vermögenswerte und der Sachanlagen ist in den nachfolgenden Tabellen dargestellt:

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2015
	1. Januar 2015	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Kombinie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	5.962	51	0	0	0	0	6.013
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	0	—	—	—	—	—	0
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	60	—	—	—	—	—	60
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	2.960	-151	—	12	—	38	2.859
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	154	—	—	9	-2	2	163
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	98	—	—	6	—	—	104
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	3.272	-151	0	27	-2	40	3.186
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	418	2	1	600	-677	-37	307
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	4	—	—	31	—	-3	32
Immaterielle Vermögenswerte	3.694	-149	1	658	-679	0	3.525
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	1.919	35	-10	44	-1	1	1.988
Bauten	3.406	-65	-3	263	-316	4	3.289
Technische Anlagen und Maschinen	29.601	284	-163	429	-1.602	1.271	29.820
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	370	2	—	15	-31	1	357
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	3.638	-46	2	458	-447	-1.279	2.326
Sachanlagen	38.934	210	-174	1.209	-2.397	-2	37.780

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2015

in Mio €	Europäische Erzeugung	Globaler Handel	Internatio- nale Strom- erzeugung ²⁾	Uniper-Gruppe
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2015 ..	1.986	2.066	859	4.911
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	—	—	—	—
Wertminderungen	-2.104	—	-323	-2.427
Währungskursdifferenzen	118	-9	-38	71
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2015	0	2.057	498	2.555
Wachstumsrate (in %)	—	1,5	4,0	—
Kapitalkosten (in %)	5,2 - 6,3	5,4 bzw. 10,8	17,2	—
Sonstiges Anlagevermögen¹⁾				
Wertminderungen	-1.731	-258	-26	-2.015
Zuschreibungen	341	45	7	393

1) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung.

Kumulierte Abschreibungen									Netto- Buchwerte
1. Januar 2015	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Kombinie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertmin- derungen	Zuschrei- bungen	31. Dezember 2015	31. Dezember 2015
-1.051	20	0	0	0	0	-2.427	0	-3.458	2.555
0	—	—	—	—	—	—	—	0	0
-42	—	—	-4	—	—	—	—	-46	14
-1.011	41	—	-105	—	—	-54	—	-1.129	1.730
-103	—	—	-18	2	—	—	—	-119	44
-42	—	—	-14	—	—	—	—	-56	48
-1.198	41	0	-141	2	0	-54	0	-1.350	1.836
-58	—	-1	—	—	—	—	45	-14	293
-2	—	—	—	—	—	—	—	-2	30
-1.258	41	-1	-141	2	0	-54	45	-1.366	2.159
-282	-3	—	-4	—	—	-35	3	-321	1.667
-2.193	-7	2	-68	312	3	-62	1	-2.012	1.277
-19.404	-345	131	-675	1.564	-234	-1.645	337	-20.271	9.549
-275	-2	—	-31	31	3	-1	—	-275	82
-1.063	59	—	—	381	230	-218	7	-604	1.722
-23.217	-298	133	-778	2.288	2	-1.961	348	-23.483	14.297

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2014
	1. Januar 2014	Währungs- unter- schiede	Verände- rungen Kombinie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	6.372	-410	0	0	0	0	5.962
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	0	—	—	—	—	—	0
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	60	—	—	—	—	—	60
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	3.832	-903	—	31	—	—	2.960
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	163	-3	—	7	-19	6	154
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	59	—	—	21	—	18	98
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	4.114	-906	0	59	-19	24	3.272
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	627	-4	—	885	-1.090	—	418
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	22	—	—	3	-1	-20	4
Immaterielle Vermögenswerte	4.763	-910	0	947	-1.110	4	3.694
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	2.001	-85	—	5	-5	3	1.919
Bauten	3.853	-474	—	40	-18	5	3.406
Technische Anlagen und Maschinen	27.905	-822	—	698	-347	2.167	29.601
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	359	-13	—	17	-9	16	370
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.383	-412	—	872	-10	-2.195	3.638
Sachanlagen	39.501	-1.806	0	1.632	-389	-4	38.934

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2014

in Mio €	Europäische Erzeugung	Globaler Handel	Internatio- nale Strom- erzeugung ²⁾	Uniper- Gruppe
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2014	2.888	2.115	1.369	6.372
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	—	—	—	—
Wertminderungen	-1.026	—	—	-1.026
Währungskursdifferenzen	124	-49	-510	-435
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2014	1.986	2.066	859	4.911
Wachstumsrate (in %)	—	1,5	3,5	—
Kapitalkosten (in %)	5,6 -6,6	5,8 bzw. 8,8	15,0	—
Sonstiges Anlagevermögen¹⁾				
Wertminderungen	-2.954	-93	-23	-3.070
Zuschreibungen	26	207	—	233

1) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung.

Kumulierte Abschreibungen									Netto- Buchwerte
1. Januar 2014	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Kombinie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertmin- derungen	Zuschrei- bungen	31. Dezember 2014	31. Dezember 2014
0	-25	0	0	0	0	-1.026	0	-1.051	4.911
0	—	—	—	—	—	—	—	0	0
-38	—	—	-4	—	—	—	—	-42	18
-1.083	197	—	-125	—	—	—	—	-1.011	1.949
-101	1	—	-22	19	—	—	—	-103	51
<u>-36</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>-6</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>-42</u>	<u>56</u>
-1.258	198	0	-157	19	0	0	0	-1.198	2.074
-247	—	—	—	—	—	-14	203	-58	360
<u>0</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>-1</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>-1</u>	<u>—</u>	<u>-2</u>	<u>2</u>
-1.505	198	0	-158	19	0	-15	203	-1.258	2.436
-247	2	—	-5	3	—	-35	—	-282	1.637
-2.198	141	—	-82	14	6	-74	—	-2.193	1.213
-16.917	219	—	-854	80	-6	-1.948	22	-19.404	10.197
-249	8	—	-32	8	-6	-4	—	-275	95
<u>-112</u>	<u>28</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>1</u>	<u>6</u>	<u>-994</u>	<u>8</u>	<u>-1.063</u>	<u>2.575</u>
-19.723	398	0	-973	106	0	-3.055	30	-23.217	15.717

Goodwill, immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen

in Mio €	Anschaffungs- oder Herstellungskosten						31. Dezember 2013
	1. Januar 2013	Währungs- unter- schie- de	Verände- run- gen Kombinie- run- gskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	
Goodwill	6.610	-238	0	0	0	0	6.372
Marketingbezogene immaterielle Vermögenswerte	0	—	—	—	—	—	0
Kundenbezogene immaterielle Vermögenswerte	60	—	—	—	—	—	60
Vertraglich bedingte immaterielle Vermögenswerte	4.123	-305	—	11	-1	4	3.832
Technologiebezogene immaterielle Vermögenswerte	139	-2	—	28	-11	9	163
Selbst erstellte immaterielle Vermögenswerte	65	—	—	4	-7	-3	59
Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer	4.387	-307	0	43	-19	10	4.114
Immaterielle Vermögenswerte mit unbestimmbarer Nutzungsdauer	278	-2	—	1.427	-1.076	—	627
Geleistete Anzahlungen auf immaterielle Vermögenswerte	6	—	—	15	—	1	22
Immaterielle Vermögenswerte	4.671	-309	0	1.485	-1.095	11	4.763
Grundstücke und grundstücksgleiche Rechte	2.098	-51	—	9	-60	5	2.001
Bauten	4.024	-181	—	25	-61	46	3.853
Technische Anlagen und Maschinen	27.965	-583	—	627	-717	613	27.905
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	356	-6	—	30	-33	12	359
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	5.112	-124	—	1.193	-121	-677	5.383
Sachanlagen	39.555	-945	0	1.884	-992	-1	39.501

Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten ab 1. Januar 2013

in Mio €	Europäische Erzeugung	Globaler Handel	Internatio- nale Strom- erzeugung ²⁾	Uniper-Gruppe
Netto-Buchwert Goodwill zum 1. Januar 2013	2.940	2.131	1.539	6.610
Veränderungen aus Unternehmenserwerben und -veräußerungen	—	—	—	—
Wertminderungen	—	—	—	—
Währungskursdifferenzen	-52	-16	-170	-238
Netto-Buchwert Goodwill zum 31. Dezember 2013	2.888	2.115	1.369	6.372
Wachstumsrate (in %)	1,5	1,5	3,5	—
Kapitalkosten (in %)	5,7 - 6,7	5,7 bzw. 8,9	13,9	—
Sonstiges Anlagevermögen¹⁾				
Wertminderungen	-717	-240	-278	-1.235
Zuschreibungen	177	34	—	211

1) Das sonstige Anlagevermögen beinhaltet immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen.

2) Wachstumsrate und Kapitalkosten vor Steuern und in lokaler Währung.

Kumulierte Abschreibungen									Netto- Buchwerte
1. Januar 2013	Währungs- unterschiede	Verände- rungen Kombinie- rungskreis	Zugänge	Abgänge	Um- buchungen	Wertmin- derungen	Zuschrei- bungen	31. Dezember 2013	31. Dezember 2013
0	0	0	0	0	0	0	0	0	6.372
0	—	—	—	—	—	—	—	0	0
-32	—	—	-5	—	—	-1	—	-38	22
-1.000	56	—	-143	3	—	—	1	-1.083	2.749
-88	1	—	-23	11	-2	—	—	-101	62
-31	—	—	-6	2	2	-3	—	-36	23
-1.151	57	0	-177	16	0	-4	1	-1.258	2.856
-72	—	—	—	—	—	-209	34	-247	380
0	—	—	—	—	—	—	—	0	22
-1.223	57	0	-177	16	0	-213	35	-1.505	3.258
-279	2	—	-5	28	1	-8	14	-247	1.754
-2.113	57	—	-87	54	15	-147	23	-2.198	1.655
-16.151	229	—	-868	648	-23	-844	92	-16.917	10.988
-251	4	—	-34	31	2	-1	—	-249	110
-152	—	—	—	15	—	-22	47	-112	5.271
-18.946	292	0	-994	776	-5	-1.022	176	-19.723	19.778

Goodwill und langfristige Vermögenswerte

Zum 1. Januar 2013 erfolgte soweit erforderlich die Reallokation des Goodwills (vergleiche hierzu Textziffer 2). Die Entwicklung des Goodwills in den Segmenten sowie die Zuordnungen von Wertminderungen und Zuschreibungen je berichtspflichtigem Segment ergeben sich aus den voranstehenden Tabellen „Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten“.

Wertminderungen

Nach IFRS 3 unterliegt der Goodwill keiner planmäßigen Abschreibung, sondern wird mindestens jährlich auf der Betrachtungsebene der Cash Generating Units einer Werthaltigkeitsprüfung unterzogen. Darüber hinaus ist der Goodwill einzelner Cash Generating Units bei Eintritt besonderer Ereignisse, die zu einer Verringerung des erzielbaren Betrags der jeweiligen Cash Generating Unit führen können, auch unterjährig einer solchen Werthaltigkeitsprüfung zu unterziehen. Immaterielle Vermögenswerte mit bestimmbarer Nutzungsdauer und Sachanlagevermögen sind grundsätzlich bei Vorliegen von bestimmten Ereignissen oder äußeren Umständen auf Werthaltigkeit zu testen.

Im Rahmen der Werthaltigkeitsprüfung werden grundsätzlich zunächst die beizulegenden Zeitwerte abzüglich der Veräußerungskosten der Cash Generating Units ermittelt. Sofern keine bindenden Verkaufstransaktionen oder Marktpreise für die jeweiligen Cash Generating Units vorhanden sind, erfolgt die Bestimmung auf Basis von Discounted-Cashflow-Verfahren.

Die Bewertungen basieren auf den für die Geschäftsjahre 2013 bis 2015 vom E.ON-Vorstand genehmigten Mittelfristplanungen. Den Berechnungen für Zwecke der Werthaltigkeitstests liegen grundsätzlich die drei Planjahre der Mittelfristplanung zuzüglich zweier weiterer Detailplanungsjahre zugrunde. In begründeten Ausnahmefällen wird hiervon abweichend ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. Dies ist insbesondere der Fall, wenn regulatorische Vorgaben oder Rahmenbedingungen dieses erfordern. Für die über die Detailplanungsperiode hinausgehenden Cashflow-Annahmen werden auf Basis von Vergangenheitsanalysen und Zukunftsprognosen segmentspezifische Wachstumsraten ermittelt. Die verwendeten Wachstumsraten entsprechen grundsätzlich den Inflationsraten in den jeweiligen Ländern, in denen die Cash Generating Units tätig sind. Die für den Euro-Raum verwendete Inflationsrate betrug in den Geschäftsjahren 2013 bis 2015 jeweils 1,5 Prozent. In der Planung für das Segment Europäische Erzeugung wird seit 2014 grundsätzlich kein Wachstum mehr unterstellt (2013: 1,5 Prozent).

Wesentliche Annahmen, auf denen die Ermittlung des erzielbaren Betrags durch das Management beruht, sind die Prognosen der Marktpreise für Rohstoffe, künftiger Strom- und Gaspreise auf den Großhandels- und Endverbrauchermärkten, der unternehmensbezogenen Investitionstätigkeit, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Wachstumsraten und der Kapitalkosten. Diese Annahmen beruhen auf öffentlich verfügbaren Marktdaten sowie internen Einschätzungen. Hierbei wird seit dem Geschäftsjahr 2014 grundsätzlich davon ausgegangen, dass sich ein Strommarktgleichgewicht in Europa ohne regulatorische Elemente nicht mehr einstellen wird. Entsprechende Vergütungselemente werden seitdem berücksichtigt.

Die obigen Ausführungen gelten entsprechend auch für die Durchführung von Werthaltigkeitstests für immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagevermögen beziehungsweise Gruppen von Vermögenswerten. So basieren diese Tests zum Beispiel im Segment Europäische Erzeugung auf der jeweiligen Restnutzungsdauer sowie weiteren anlagenspezifischen Bewertungsparametern. Wenn der Goodwill einer Cash Generating Unit zusammen mit Vermögenswerten oder Gruppen von Vermögenswerten innerhalb dieser Cash Generating Unit auf Werthaltigkeit überprüft wird, so sind zunächst die Vermögenswerte zu überprüfen.

Während der erzielbare Betrag zur Bestimmung der Werthaltigkeit des Goodwills prinzipiell auf dem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten beruht, entspricht dieser bei der Cash Generating Unit Internationale Stromerzeugung grundsätzlich dem Konzept des Nutzungswerts. Dieser Nutzungswert wird grundsätzlich in lokaler Währung und entsprechend den regulatorischen Rahmenbedingungen über einen verlängerten Detailplanungszeitraum bestimmt. Die Kapitalkosten dieser Cash Generating Unit betragen auf Vorsteuerbasis 17,2 Prozent (Nachsteuerzinssatz: 13,7 Prozent; 2014: 15 beziehungsweise 12 Prozent; 2013: 13,9 beziehungsweise 11,1 Prozent).

Die Werthaltigkeitsprüfungen der Cash Generating Units der Uniper für Zwecke des Kombinierten Abschlusses basieren grundsätzlich auf den jeweiligen Einzelbewertungen der einzelnen

Untereinheiten aus den korrespondierenden Wertminderungsprüfungen bei E.ON (sogenannte „Sum of the Parts“ Bewertungen). Die Angaben zu Wachstumsraten und Kapitalkosten in den voranstehenden Tabellen „Entwicklung des Goodwills sowie sonstiger Zuschreibungen und Wertminderungen nach Segmenten“ berücksichtigen dabei ausschließlich die Einheiten mit einem wesentlichen Wertbeitrag für die jeweilige Cash Generating Unit.

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2015 ergab sich ein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf von 2,4 Mrd €. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betrifft mit 2,1 Mrd € die Vollabschreibung des Goodwills in der Cash Generating Unit Europäische Erzeugung. Diese Vollabschreibung ist im Wesentlichen auf eine im Vergleich zum Vorjahr nochmals verschlechterte Ertragsprognose zurückzuführen. Außerdem wurde Goodwill von rund 0,3 Mrd € in der Cash Generating Unit Internationale Stromerzeugung abgeschrieben. In diesem Segment erfolgte eine ebenfalls durch eine verschlechterte Ertragsprognose und höhere Kapitalkosten bedingte Abschreibung auf den erzielbaren Betrag von rund 2,6 Mrd €. Im Segment Internationale Stromerzeugung würde eine Erhöhung der Kapitalkosten um einen Prozentpunkt zu einem weiteren Wertminderungsbedarf des Goodwills von 0,2 Mrd € führen.

Der Goodwill der Cash Generating Unit Globaler Handel weist eine signifikante Überdeckung des Buchwerts durch den erzielbaren Betrag auf, sodass, ausgehend von der aktuellen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde.

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2014 ergab sich ein außerplanmäßiger Abschreibungsbedarf von 1,0 Mrd €. Dieser betraf ausschließlich die Cash Generating Unit Europäische Erzeugung. Diese Abschreibung ist im Wesentlichen auf eine verschlechterte Ertragsprognose zurückzuführen. Der Goodwill der Cash Generating Units Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung wies im Jahr 2014 eine signifikante Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf, sodass, ausgehend von der damaligen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill führen würde. In der Cash Generating Unit Europäische Erzeugung, bei der im Jahr 2014 eine Wertminderung auf den Goodwill erfasst wurde, hätte jede Verschlechterung der wesentlichen Annahmen, auf der das Management seine Bestimmung des erzielbaren Betrags der Cash Generating Units aufgebaut hat, zu einer höheren Unterdeckung des erzielbaren Betrags gegenüber dem Buchwert geführt.

Aus der Durchführung der Goodwill-Impairment-Tests im Geschäftsjahr 2013 ergab sich kein Abschreibungsbedarf. Der Goodwill aller Cash Generating Units wies im Jahr 2013 eine signifikante Überdeckung des Buchwerts durch den erzielbaren Betrag auf, sodass, ausgehend von der damaligen Beurteilung der wirtschaftlichen Lage, erst eine signifikante Änderung der wesentlichen Bewertungsparameter zu einem Wertminderungsbedarf auf Goodwill geführt hätte.

Auf das Sachanlagevermögen entfielen im Geschäftsjahr 2015 außerplanmäßige Abschreibungen von insgesamt 2,0 Mrd €, die mit 1,7 Mrd € das Segment Europäische Erzeugung und mit 0,3 Mrd € das Segment Globaler Handel betreffen. Innerhalb des Segments Europäische Erzeugung wurden Sachanlagen in Folge niedrigerer erwarteter Stromerlöse in mehreren Ländern abgeschrieben. Die betragsmäßig größten außerplanmäßigen Wertminderungen betrafen dabei jeweils ein konventionelles Kraftwerk in Frankreich mit 0,4 Mrd € und in Großbritannien mit 0,2 Mrd € sowie in Deutschland und in den Niederlanden mit je 0,2 Mrd €. Es ergaben sich erzielbare Beträge in Frankreich in Höhe von 0,1 Mrd €, in Großbritannien in Höhe von 0,6 Mrd €, in Deutschland in Höhe von 1,1 Mrd € und in den Niederlanden in Höhe von 1,5 Mrd €. Im Segment Globaler Handel wurde ein Gasspeicher um 0,2 Mrd € auf den erzielbaren Betrag von 0,1 Mrd € abgeschrieben.

Im Geschäftsjahr 2014 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 3,1 Mrd € vorgenommen, die im Wesentlichen auf das Segment Europäische Erzeugung entfallen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betrifft mit 1,0 Mrd € zwei Blöcke eines Kernkraftwerks in Schweden, die im vierten Quartal auf den erzielbaren Betrag von 22 Mio € abgeschrieben wurden. Gründe hierfür waren insbesondere niedrigere erwartete Stromerlöse, höhere Investitionen zur Erfüllung behördlicher Sicherheitsauflagen für den langfristigen Betrieb sowie die zugehörige Überprüfung der potenziellen Nutzungsdauer. Darüber hinaus wurden wesentliche außerplanmäßige Abschreibungen in Großbritannien vorgenommen, wobei die betragsmäßig größten Wertminderungen zwei konventionelle Kraftwerke betrafen. Diese wurden jeweils um rund 0,4 Mrd € außerplanmäßig auf ihren erzielbaren Betrag von 0,7 Mrd € beziehungsweise vollständig abgeschrieben. Ursächlich war insbesondere die Reduktion der Market Spreads. Zusätzlich dazu

wurde ein schwedisches Wärmekraftwerk um 0,3 Mrd € außerplanmäßig vollständig abgeschrieben, da die Anlage infolge von Umweltauflagen in Zukunft voraussichtlich nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Sachanlagevermögen in Höhe von 1,0 Mrd € vorgenommen. Der betragsmäßig größte Einzelsachverhalt betraf im Segment Internationale Stromerzeugung mit rund 0,2 Mrd € ein Kraftwerk in Russland, das im dritten Quartal 2013 aufgrund geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen auf einen erzielbaren Betrag von 0,3 Mrd € außerplanmäßig abgeschrieben wurde. Der erzielbare Betrag entsprach dem Nutzungswert. Die weiteren Wertminderungen auf Sachanlagevermögen betrafen eine Vielzahl von Einzelsachverhalten und verteilten sich im Wesentlichen auf konventionelle Kraftwerke im Segment Europäische Erzeugung (0,7 Mrd €) und Internationale Stromerzeugung (weitere 0,1 Mrd €).

Die außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte im Geschäftsjahr 2015 betragen insgesamt 54 Mio € (2014: 15 Mio €; 2013: 213 Mio €). In den Geschäftsjahren 2013 und 2014 entfielen diese außerplanmäßigen Abschreibungen vor allem auf Emissionsrechte.

Aufgrund der in den Vorjahren erfassten Wertminderungen auf eine Vielzahl von Anlagen, insbesondere im Bereich des Sachanlagevermögens der Europäischen Erzeugung, waren die betroffenen Vermögenswerte in den Folgejahren besonders sensitiv gegenüber künftigen Veränderungen der wesentlichen Annahmen zur Bestimmung des erzielbaren Betrags.

Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen beliefen sich im Geschäftsjahr 2015 auf 0,4 Mrd €. Die betragsmäßig größte Wertaufholung wurde auf ein Kraftwerk in Großbritannien mit 0,2 Mrd € auf den erzielbaren Betrag von 1,0 Mrd € vorgenommen. Grund hierfür waren geänderte Erwartungen hinsichtlich der Preisentwicklung.

In den Geschäftsjahren 2014 und 2013 beliefen sich die Wertaufholungen auf die in den Vorjahren erfassten Wertminderungen auf jeweils rund 0,2 Mrd €. Hiervon entfiel im Jahr 2014 der wesentliche Anteil auf Emissionsrechte. Im Jahr 2013 betrafen die Wertaufholungen im Wesentlichen Kraftwerke in den Niederlanden und Deutschland, die primär aus Veränderungen der Prognose für Strompreise und für Brennstoffkosten resultierten.

Immaterielle Vermögenswerte

Die planmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte betragen 141 Mio € im Jahr 2015 (2014: 158 Mio €; 2013: 177 Mio €). Die Wertminderungen auf immaterielle Vermögenswerte beliefen sich im Berichtsjahr auf 54 Mio € (2014: 15 Mio €; 2013: 213 Mio €).

Zuschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte wurden im Jahr 2015 in Höhe von 45 Mio € (2014: 203 Mio €; 2013: 35 Mio €) vorgenommen. Diese entfallen in den Berichtsjahren überwiegend auf Emissionszertifikate aufgrund von Preiseffekten.

In den immateriellen Vermögenswerten sind Emissionsrechte verschiedener Handelssysteme mit einem Buchwert von 238 Mio € für das Geschäftsjahr 2015 (2014: 271 Mio €; 2013: 287 Mio €) enthalten. Der Rückgang der Emissionsrechte im Vergleich zum Vorjahr resultiert im Wesentlichen aus der Verringerung von emissionsintensiver Erzeugung. Im Berichtsjahr wurden 14 Mio € (2014: 11 Mio €; 2013: 17 Mio €) Forschungs- und Entwicklungsaufwendungen im Sinne von IAS 38 aufwandswirksam erfasst.

Sachanlagen

Im Berichtsjahr wurden Fremdkapitalzinsen in Höhe von 72 Mio € (2014: 79 Mio €; 2013: 139 Mio €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten der Sachanlagen aktiviert.

Die planmäßigen Abschreibungen auf Sachanlagen beliefen sich im Jahr 2015 auf 778 Mio € (2014: 973 Mio €; 2013: 994 Mio €). In Höhe von 1.961 Mio € im Jahr 2015 (2014: 3.055 Mio €; 2013: 1.022 Mio €) wurden Wertminderungen auf Sachanlagen inklusive der zuvor genannten Sachverhalte erfasst. Zuschreibungen auf Sachanlagen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 348 Mio € vorgenommen (2014: 30 Mio €; 2013: 176 Mio €).

Bestimmte Gasspeicher, Leitungsnetze und Kraftwerke werden im Wege des Finanzierungsleasings genutzt und im Kombinierten Abschluss aktiviert, weil der Uniper-Gruppe das wirtschaftliche Eigentum am geleasteten Vermögenswert zuzurechnen ist.

Die auf dieser Basis aktivierten Sachanlagen weisen zum Bilanzstichtag folgende Netto-Buchwerte auf:

Uniper als Leasingnehmer – Buchwerte aktivierter Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Grundstücke	—	—	—
Bauten	—	—	—
Technische Anlagen und Maschinen	462	489	606
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	31	34	34
Netto-Buchwert der aktivierten Leasinggegenstände	493	523	640

Für die Verträge bestehen teilweise Preisanpassungsklauseln sowie Verlängerungs- und Kaufoptionen. Die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing-Verträgen werden wie folgt fällig:

Uniper als Leasingnehmer – Zahlungsverpflichtungen aus Finanzierungsleasing

in Mio €	Mindestleasingzahlungen			Enthaltener Zinsanteil			Barwerte		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	52	53	65	38	39	51	14	14	14
Fälligkeit 1-5 Jahre	204	213	259	152	154	200	52	59	59
Fälligkeit über 5 Jahre	1.098	1.117	1.517	673	674	944	425	443	573
Summe	1.354	1.383	1.841	863	867	1.195	491	516	646

Der Barwert der Mindestleasingverpflichtungen wird unter den Leasingverbindlichkeiten ausgewiesen.

(15) At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

Die at equity bewerteten Unternehmen und sonstigen Finanzanlagen setzen sich wie folgt zusammen:

At equity bewertete Unternehmen und sonstige Finanzanlagen

in Mio €	31. Dezember 2015		
	Uniper-Gruppe	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾
At equity bewertete Unternehmen	1.136	1.011	125
Beteiligungen	369	32	9
Langfristige Wertpapiere	189	—	—
Summe	1.694	1.043	134

1) Soweit assoziierte Unternehmen und Joint Ventures als Beteiligungen ausgewiesen werden, handelt es sich um assoziierte Unternehmen und Joint Ventures, die aus Wesentlichkeitsgründen at cost bilanziert werden.

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Wertpapiere.

Im Geschäftsjahr 2015 betragen die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen 106 Mio € (2014: 467 Mio €; 2013: 391 Mio €). Die Wertminderungen im Geschäftsjahr 2015 betrafen im Wesentlichen eine schwedische Beteiligung im Segment Europäische Erzeugung in Höhe von 37 Mio €, eine russische Beteiligung im Segment International Stromerzeugung in Höhe von 28 Mio € sowie eine lettische Beteiligung in Höhe von 27 Mio € im Segment Globaler Handel.

Im Geschäftsjahr 2014 wurde eine Zuschreibung in Höhe von 12 Mio € auf eine Beteiligung in Italien vorgenommen.

Im Geschäftsjahr 2014 betraf die Wertminderung mit 467 Mio € eine brasilianische Beteiligung im Segment Internationale Stromerzeugung. Wesentliche Gründe für diese Wertminderung waren operative Herausforderungen, die Entwicklung des Börsenkurses sowie der Antrag einer Gesellschaft auf Gläubigerschutz zur wirtschaftlichen Restrukturierung und die damit verbundenen hohen Finanzierungskosten aufgrund des Restrukturierungsbedarfs. Der erzielbare Betrag, der unterjährig sowohl nach dem Nutzungswert als auch nach dem beizulegenden Zeitwert ermittelt wurde, ist nach dem Antrag auf Gläubigerschutz zum 31. Dezember 2014 von untergeordneter Bedeutung. Im Geschäftsjahr 2013 wurde diese Beteiligung aufgrund von Projektverschiebungen sowie technischen Aspekten um 342 Mio € auf einen erzielbaren Betrag von 472 Mio € wertgemindert. Der erzielbare Betrag wurde nach dem Nutzungswert ermittelt.

Die Wertminderungen auf sonstige Finanzanlagen beliefen sich auf 16 Mio € (2014: 2 Mio €; 2013: 2 Mio €). Der Buchwert der sonstigen Finanzanlagen, die wertberichtigt sind, betrug zum Geschäftsjahresende 7 Mio € (2014: 1 Mio €; 2013: 2 Mio €).

31. Dezember 2014			31. Dezember 2013		
Uniper-Gruppe	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾	Uniper-Gruppe	Assoziierte Unternehmen ¹⁾	Joint Ventures ¹⁾
1.401	1.222	179	1.897	1.387	510
743	37	9	1.127	22	9
184	—	—	179	—	—
2.328	1.259	188	3.203	1.409	519

Anteile an at equity bewerteten Unternehmen

Die Buchwerte der unwesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen betragen 473 Mio € (2014: 690 Mio €; 2013: 701 Mio €) und der Joint Ventures 125 Mio € (2014: 179 Mio €; 2013: 38 Mio €).

Die von Uniper vereinnahmten Beteiligungserträge der at equity bewerteten Unternehmen betragen im Berichtsjahr 75 Mio € (2014: 88 Mio €; 2013: 137 Mio €).

Folgende Tabelle gibt einen Überblick über wesentliche Posten der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der at equity bewerteten unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures:

Zusammengefasste Ergebnisse der einzeln unwesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures – at equity bilanziert

in Mio €	Assoziierte Unternehmen			Joint Ventures			Gesamt		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Anteiliges Jahresergebnis	9	74	87	-19	9	-53	-10	83	34
Anteiliges Other Comprehensive Income	-3	-7	-15	-31	-9	—	-34	-16	-15
Anteiliges Gesamtergebnis	6	67	72	-50	0	-53	-44	67	19

Die unten stehenden Tabellen enthalten wesentliche Posten der aggregierten Bilanzen sowie der aggregierten Gesamtergebnisrechnungen der wesentlichen at equity bewerteten assoziierten Unternehmen. Die wesentlichen assoziierten Unternehmen in der Uniper-Gruppe sind die OAO Severneftegazprom und die Nord Stream AG.

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Bilanzdaten

in Mio €	OAO Severneftegazprom			Nord Stream AG		
	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Langfristige Vermögenswerte	949	1.025	1.588	6.234	6.502	6.786
Kurzfristige Vermögenswerte	269	220	423	606	664	947
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	107	61	207	506	508	495
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	389	432	645	4.596	5.109	5.280
Eigenkapital	722	752	1.159	1.738	1.549	1.958
Anteilsquote in %	25,00	25,00	25,00	15,50	15,50	15,50
Anteiliges Eigenkapital	181	188	290	269	240	303
Anpassungen an die Uniper-Gruppe ...	-1	9	35	89	95	58
Beteiligungsbuchwert	180	197	325	358	335	361

Wesentliche assoziierte Unternehmen – Ergebnisdaten

in Mio €	OAO Severneftegazprom			Nord Stream AG		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Umsatz	415	371	549	1.080	1.074	868
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	114	67	122	395	346	119
Ausgeschüttete Dividende	29	41	69	321	535	190
Other Comprehensive Income	—	—	—	116	-219	234
Gesamtergebnis	114	67	122	511	127	353
Anteilsquote in %	25,00	25,00	25,00	15,50	15,50	15,50
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	29	17	31	79	20	55
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	29	17	31	61	54	18
Anpassungen an die Uniper-Gruppe ...	-16	-8	8	-5	2	-8
Equity-Ergebnis	13	9	39	56	56	10

Die in der Tabelle dargestellten Anpassungen an die Uniper-Gruppe entfallen im Wesentlichen auf im Rahmen von Akquisitionen entstandene Goodwills und stille Reserven sowie Anpassungen an die in der Uniper-Gruppe geltenden Bilanzierungsnormen.

In den nachstehenden Tabellen werden wesentliche Posten der aggregierten Bilanzen sowie der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnung des einzigen wesentlichen at equity bewerteten Joint Venture, ENEVA S.A. (ENEVA) dargestellt:

Wesentliches Joint Venture – Bilanzdaten

in Mio €	ENEVA S.A.	
	31.12.2014	31.12.2013
Langfristige Vermögenswerte	1.897	2.744
Kurzfristige Vermögenswerte	293	230
Kurzfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	1.124	914
Langfristige Verbindlichkeiten (einschließlich Rückstellungen)	685	1.270
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	49	85
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	1.021	739
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	582	1.167
Eigenkapital	381	790
Anteilsquote in %	41,74	36,47
Anteiliges Eigenkapital	159	288
Anpassungen an die Uniper-Gruppe	-159	184
Beteiligungsbuchwert	0	472

Wesentliches Joint Venture – Ergebnisdaten

in Mio €	ENEVA S.A.	
	2014	2013
Umsatz	558	442
Jahresergebnis aus fortgeführten Aktivitäten	-294	-289
Jahresergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten	-174	—
Zu- und Abschreibungen	-53	-45
Zinsaufwand/-ertrag	-146	-112
Ertragsteuern	—	-1
Ausgeschüttete Dividende	—	—
Other Comprehensive Income	-6	-21
Gesamtergebnis	-474	-310
Anteilsquote in %	41,74	36,47
Anteiliges Gesamtergebnis nach Steuern	-198	-113
Anteiliges Jahresergebnis nach Steuern	-195	-105
Anpassungen an die Uniper-Gruppe	-342	-318
Equity-Ergebnis	-537	-423

Nachdem die ENEVA S.A. Anfang Dezember 2014 ein Gläubigerschutzverfahren (Judicial Recovery) bei den zuständigen brasilianischen Behörden beantragt hat, wurden im Verlauf des Jahres 2015 Kapitalmaßnahmen vereinbart und umgesetzt, die zu einer Verwässerung des Uniper-Anteils von 42,9 Prozent auf 12,3 Prozent und damit zum Verlust des maßgeblichen Einflusses geführt haben. In diesem Zusammenhang wurde auch das Joint Venture begründende Shareholder Agreement mit dem Ankeraktionär aufgekündigt. Als Folge wird die ENEVA zum 31. Dezember 2015 nur noch als Finanzbeteiligung ausgewiesen.

Die wesentlichen assoziierten Unternehmen und Joint Ventures sind in verschiedenen Bereichen der Gas- beziehungsweise Stromwirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für wesentliche Joint Arrangements und assoziierte Unternehmen enthalten die Angaben zum Kombinerungskreis (siehe Textziffer 33).

Auf at equity bewertete Unternehmen, deren Anteile marktgängig sind, entfallen Buchwerte in Höhe von 69 Mio € (2014: 199 Mio €; 2013: 667 Mio €). Diese Anteile weisen Fair Values von 71 Mio € (2014: 216 Mio €; 2013: 413 Mio €) auf.

Von den Anteilen an assoziierten Unternehmen unterliegen zum Bilanzstichtag 538 Mio € (2014: 532 Mio €; 2013: 685 Mio €) Verfügungsbeschränkungen zur Sicherung von Fremdfinanzierungen.

Es liegen keine weiteren wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen.

(16) Vorräte

Das Vorratsvermögen setzt sich wie folgt zusammen:

Vorräte

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	752	905	975
Handelswaren	916	1.330	1.787
Unfertige Leistungen und fertige Erzeugnisse	66	62	126
Summe	1.734	2.297	2.888

Rohstoffe, Handelswaren und fertige Erzeugnisse werden grundsätzlich nach der Durchschnittskostenmethode bewertet.

Die Wertberichtigungen im Jahr 2015 beliefen sich auf 248 Mio € und betrafen im Wesentlichen Handelswaren (2014: 89 Mio €; 2013: 50 Mio €). Zuschreibungen erfolgten in Höhe von 1 Mio € (2014: 2 Mio €; 2013: 8 Mio €).

Es liegen keine Sicherungsübereignungen von Vorräten vor.

(17) Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Entsprechend ihren Restlaufzeiten setzen sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte wie folgt zusammen:

Forderungen und sonstige Vermögenswerte

in Mio €	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Forderungen aus						
Finanzierungsleasing	14	224	13	238	12	250
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte ...	<u>8.345</u>	<u>2.805</u>	<u>11.462</u>	<u>3.866</u>	<u>10.487</u>	<u>3.354</u>
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	8.359	3.029	11.475	4.104	10.499	3.604
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.564	—	10.173	—	12.488	—
Forderungen aus derivativen Finanzinstrumenten	11.942	4.224	10.956	2.752	4.405	1.568
Übrige betriebliche Vermögenswerte	<u>2.579</u>	<u>463</u>	<u>2.076</u>	<u>406</u>	<u>1.833</u>	<u>417</u>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	23.085	4.687	23.205	3.158	18.726	1.985
Summe	31.444	7.716	34.680	7.262	29.225	5.589

Zum Bilanzstichtag enthalten die sonstigen finanziellen Vermögenswerte aufgrund der Einbindung der Uniper-Gruppe in das Cash-Management des E.ON-Konzerns Forderungen in Höhe von 7.368 Mio € (2014: 10.674 Mio €; 2013: 9.507 Mio €). Darüber hinaus ist, basierend auf den Vorgaben von IFRIC 5, in den sonstigen finanziellen Vermögenswerten mit 2.281 Mio € (2014: 1.879 Mio €; 2013: 1.768 Mio €) ein Erstattungsanspruch gegenüber Schwedens Fonds für Nuklearabfall im Zusammenhang mit der Stilllegung und dem Rückbau von Kernkraftwerken beziehungsweise der nuklearen Entsorgung enthalten. Da dieser Vermögenswert zweckgebunden ist, unterliegt er Restriktionen im Hinblick auf die Verfügbarkeit durch die Uniper-Gruppe.

Außerdem sind in den Finanzforderungen zu den Stichtagen 31. Dezember 2014 (1,1 Mrd €) und 31. Dezember 2013 (0,8 Mrd €) Freistellungsansprüche der Uniper-Gesellschaften gegen MEON

enthalten. Diese Freistellungsforderungen erfüllen nicht die Kriterien zur Qualifizierung als Planvermögen, sondern werden als separater Vermögenswert mit dem Fair Value der Freistellungsansprüche aktiviert. Zum 30. November 2015 wurden die den Freistellungsforderungen zugrunde liegenden Schuldbeitragsverträge nebst Erfüllungsübernahmen mit der MEON aufgehoben und die Forderungen durch Übertragung von Vermögenswerten der MEON aus dem CTA des E.ON-Konzerns auf das Uniper-CTA sowie durch die Rückübertragung von Rückdeckungsforderungen der MEON gegenüber der Versorgungskasse Energie (VKE) auf anspruchsberechtigte Uniper-Gesellschaften getilgt (siehe Textziffer 2, 3 und 22).

Darüber hinaus bestehen in den Finanzforderungen Einlagen für Börsentermingeschäfte in Höhe von 389 Mio € (2014: 301 Mio €; 2013: 445 Mio €). Ferner sind in den übrigen betrieblichen Vermögenswerten zum 31. Dezember 2015 Forderungen aus Gewinnabführungsverträgen in Höhe von 1.071 Mio € (2014: 465 Mio €; 2013: 581 Mio €) enthalten. Diese sind sofort fällig und wurden bis zur Aufstellung des Kombinierten Abschlusses beglichen.

In den sonstigen Finanzforderungen sind verfügbarsbeschränkte Zahlungsmittel in Höhe von 22 Mio € (2014: 11 Mio €; 2013: 5 Mio €) enthalten, die im Rahmen von OTC-Geschäften hinterlegt wurden.

Die Altersstrukturanalyse für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen stellt sich wie folgt dar:

Altersstruktur Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Nicht wertgemindert und nicht überfällig	8.315	9.653	11.397
Nicht wertgemindert und überfällig	136	290	413
<i>bis 60 Tage</i>	107	156	189
<i>von 61 bis 90 Tage</i>	10	66	7
<i>von 91 bis 180 Tage</i>	10	46	18
<i>von 181 bis 360 Tage</i>	1	13	23
<i>über 360 Tage</i>	8	9	176
Nettowert wertberichtigte Forderungen	113	230	678
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.564	10.173	12.488

Die einzelnen wertberichtigten Forderungen bestehen gegenüber Kunden, bei denen ein vollständiger Forderungseingang nicht mehr wahrscheinlich ist. Die Überwachung der Forderungsbestände erfolgt in den einzelnen Gesellschaften.

Die Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen haben sich wie folgt entwickelt:

Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Stand zum 1. Januar	-147	-161	-138
Veränderung Kombinerungskreis	—	—	7
Wertminderungen	-14	-27	-82
Zuschreibungen	20	8	5
Abgänge	16	9	42
Sonstiges ¹⁾	5	24	5
Stand zum 31. Dezember	-120	-147	-161

1) Unter „Sonstiges“ sind unter anderem Währungsumrechnungsdifferenzen erfasst.

Die Forderungen aus Finanzierungsleasing resultieren überwiegend aus bestimmten Stromlieferverträgen, die nach IFRIC 4 als Leasingverhältnis zu bilanzieren sind. Die Nominal- und Barwerte der ausstehenden Leasingzahlungen weisen die folgenden Fälligkeiten auf:

Uniper als Leasinggeber – Finanzierungsleasing

in Mio €	Bruttoinvestition in Finanzierungsleasing-Verhältnisse			Noch nicht realisierter Zinsertrag			Barwert der Mindestleasingzahlungen		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	32	33	34	18	21	22	14	12	12
Fälligkeit 1-5 Jahre	122	133	130	68	77	77	54	56	53
Fälligkeit über 5 Jahre	270	307	345	100	124	148	170	183	197
Summe	424	473	509	186	222	247	238	251	262

Der Barwert der ausstehenden Leasingzahlungen wird unter den Forderungen aus Finanzierungsleasing ausgewiesen.

(18) Liquide Mittel

Die liquiden Mittel setzen sich entsprechend ihrer ursprünglichen Fälligkeit wie folgt zusammen:

Liquide Mittel

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Wertpapiere und Festgeldanlagen	60	72	344
<i>Kurzfristige Wertpapiere mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	1	9	12
<i>Festgeldanlagen mit einer ursprünglichen Fälligkeit von mehr als 3 Monaten</i>	59	63	332
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1	—	1
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	299	340	551
Summe	360	412	896

Im Berichtsjahr existierten verfügbungsbeschränkte Zahlungsmittel mit einer Fälligkeit von mehr als drei Monaten in Höhe von 1 Mio € (2014: 0 Mio €; 2013: 1 Mio €).

In den Zahlungsmitteln und Zahlungsmitteläquivalenten sind Barmittel, Schecks, Kassenbestände, Guthaben bei der Bundesbank und anderen Kreditinstituten mit einer ursprünglichen Fälligkeit von weniger als drei Monaten in Höhe von 266 Mio € (2014: 293 Mio €; 2013: 518 Mio €) ausgewiesen, sofern sie nicht verfügbungsbeschränkt sind.

(19) Eigenkapital (Nettovermögen)

Die einzelnen Bestandteile des Eigenkapitals sowie ihre Entwicklung in den Jahren 2013 bis 2015 ergeben sich aus der Kombinierten Eigenkapitalveränderungsrechnung der Uniper-Gruppe (siehe auch Textziffer 2).

Nettovermögen, entfallend auf den E.ON-Konzern

Das Nettovermögen der Uniper-Gruppe ergibt sich aus der Aggregation des Nettovermögens der Uniper AG, der Uniper Beteiligungs GmbH, der Uniper Holding GmbH und ihrer mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften sowie des Nettovermögens der Uniper-Geschäftstätigkeiten, die in mittelbaren und unmittelbaren Tochtergesellschaften der E.ON SE erbracht wurden. Die sonstigen Nettovermögensänderungen entfallen auf das kumulierte Other Comprehensive Income und Einlagen/Entnahmen des Gesellschafters. Des Weiteren sind hier sämtliche über das Other Comprehensive Income erfassten Neubewertungen der Nettoverpflichtung aus leistungsorientierten Versorgungsplänen sowie Effekte aus der Bewertung von Cashflow Hedges und aus der Währungsumrechnung ausländischer Geschäftsbetriebe enthalten. Die mit den entsprechenden Gesellschaftsrechtlichen Vorgängen verbundenen Zahlungen sowie die Effekte aus dem „Separate Tax Return Approach“ (siehe Textziffer 2) wurden im Eigenkapital als Einlage beziehungsweise Entnahme des Gesellschafters erfasst.

Kapitalmanagement

Das Kapitalmanagement der Uniper-Gruppe wurde in den Berichtsperioden zentral durch die E.ON SE durchgeführt. Überlegungen hinsichtlich gesetzlicher Anforderungen in Bezug auf das Eigenkapital und den Liquiditätsbedarf richten sich nach den Anforderungen des E.ON-Konzerns.

Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge (BGAV)

Zwischen Gesellschaften der Uniper-Gruppe einerseits und Gesellschaften des E.ON-Konzerns andererseits bestanden verschiedene Beherrschungs- und Gewinnabführungsverträge, die aufgrund der rechtlichen Umstrukturierung alle einvernehmlich zum Ablauf des Geschäftsjahres 2015 aufgehoben wurden. Für weitere Informationen wird auf Textziffer 17 und 24 verwiesen.

(20) Kumuliertes Other Comprehensive Income

Die nebenstehende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt:

Anteil des OCI, der auf at equity bewertete Unternehmen entfällt

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Stand zum 31. Dezember (brutto)	-306	-335	-222
Steueranteil	3	2	2
Stand zum 31. Dezember (netto)	-303	-333	-220

Des Weiteren beinhaltet das OCI im Wesentlichen kumulierte Währungsumrechnungsdifferenzen. Diese resultieren im Wesentlichen aus der Währungsumrechnung russischer Geschäftsbetriebe.

(21) Anteile ohne beherrschenden Einfluss

Die Anteile ohne beherrschenden Einfluss je Segment sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Anteile ohne beherrschenden Einfluss

<u>in Mio €</u>	<u>31. Dezember</u>		
	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Europäische Erzeugung	359	72	404
Globaler Handel	1	2	2
Internationale Stromerzeugung	180	228	550
Administration/Konsolidierung	—	—	—
Summe	540	302	956

Der Anstieg der Anteile ohne beherrschenden Einfluss um 238 Mio € im Jahr 2015 resultiert im Wesentlichen aus sonstigen betrieblichen Erträgen in Schweden im Segment Europäische Erzeugung. Die Verringerung der Anteile ohne beherrschenden Einfluss um 654 Mio € im Jahr 2014 resultiert im Wesentlichen aus einer außerplanmäßigen Abschreibung auf Sachanlagen in Schweden sowie aus Wechselkursänderungen in Russland.

Die nachfolgende Tabelle stellt den Anteil des OCI dar, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt:

Anteil des OCI, der auf Anteile ohne beherrschenden Einfluss entfällt

in Mio €	Cashflow Hedges	Weiterveräußerbare Wertpapiere	Währungsumrechnungsdifferenz	Neubewertungen von leistungsorientierten Versorgungsplänen
Stand zum 1. Januar 2013 . . .	1	—	-106	—
Veränderung	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>-109</u>	<u>2</u>
Stand zum 31. Dezember 2013	2	1	-215	2
Veränderung	<u>3</u>	<u>—</u>	<u>-301</u>	<u>-4</u>
Stand zum 31. Dezember 2014	5	1	-516	-2
Veränderung	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>-41</u>	<u>3</u>
Stand zum 31. Dezember 2015	5	1	-557	1

Die Währungsumrechnungsdifferenzen stammen insbesondere aus der Währungsumrechnung russischer und schwedischer Geschäftsbetriebe.

Uniper-Gesellschaften mit wesentlichen Anteilen ohne beherrschenden Einfluss sind in verschiedenen Bereichen der Energiewirtschaft tätig. Angaben zum Gesellschaftsnamen, zum Sitz der Gesellschaft und zu Kapitalanteilen im Sinne von IFRS 12 für Tochterunternehmen mit wesentlichen Anteilen ohne beherrschenden Einfluss enthalten die Angaben zum Kombinerungskreis (siehe Textziffer 33).

Die nachstehenden Tabellen geben einen Überblick über Cashflow und wesentliche Posten der aggregierten Gewinn- und Verlustrechnungen sowie der aggregierten Bilanzen von Uniper-Gesellschaften mit wesentlichen Anteilen ohne beherrschenden Einfluss:

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Bilanzdaten

in Mio €	Uniper Russia Gruppe ¹⁾			OKG AB		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Nettovermögen	172	220	542	85	-241	77
Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss am Nettovermögen (in %)	16,3	16,3	16,3	45,5	45,5	45,5
Ausgezahlte Dividenden an Anteile ohne beherrschenden Einfluss	42	76	70	—	—	3
Operativer Cashflow	342	477	617	643	60	95
Langfristige Vermögenswerte	2.674	3.191	4.798	2.292	2.299	3.248
Kurzfristige Vermögenswerte	234	324	868	1.700	478	496
Langfristige Schulden	270	271	422	3.181	3.170	3.432
Kurzfristige Schulden	110	94	122	641	136	143

1) Anteile der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss an der Führungsgesellschaft der Gruppe.

Tochterunternehmen mit wesentlichen nicht beherrschenden Anteilen – Ergebnisdaten

in Mio €	Uniper Russia Gruppe			OKG AB		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Gewinnanteil der Anteilseigner ohne beherrschenden Einfluss	37	58	38	325	-323	-2
Umsatz	1.123	1.518	1.865	551	550	591
Jahresergebnis	-96	355	232	698	-710	-5
Comprehensive Income	-365	-1.509	-405	700	-697	-10

Es liegen keine wesentlichen Restriktionen vor, die über die üblichen gesellschaftsrechtlichen und vertraglichen Regelungen hinausgehen. Der Devisenverkehr aus der Russischen Föderation kann im Einzelfall Beschränkungen unterliegen.

(22) Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die der Bewertung und Darstellung der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen wesentlichen zugrunde liegenden Annahmen und Verfahrensweisen sind in den Textziffern 2 und 3 dargestellt.

Den Verpflichtungen für die Versorgungsansprüche der ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper-Gruppe in Höhe von 2,4 Mrd € (2014: 2,6 Mrd €; 2013: 1,8 Mrd €) stand zum 31. Dezember 2015 ein Planvermögen mit einem Fair Value von 1,6 Mrd € (2014: 0,8 Mrd €; 2013: 0,4 Mrd €) gegenüber. Dies entspricht einem Ausfinanzierungsgrad der Anwartschaften von 66 Prozent (2014: 32 Prozent; 2013: 20 Prozent).

Zusätzlich bestanden Deckungsvermögen für die Abdeckung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, die jedoch nicht als Planvermögen im Sinne des IAS 19 gelten und damit im Ausfinanzierungsgrad nicht enthalten sind. Hierzu zählen zum einen Ansprüche aus Freistellungsvereinbarungen aufgrund von Schuldbetriffsverträgen nebst Erfüllungsübernahme mit der MEON Pensions GmbH & Co. KG zu den Stichtagen 31. Dezember 2014 und 2013 in Höhe von 1,1 Mrd € beziehungsweise 0,8 Mrd € sowie zum anderen Rückdeckungsforderungen gegenüber der Versorgungskasse Energie (VKE) in Höhe von 0,2 Mrd € zum 31. Dezember 2015 (2014: 0,1 Mrd €, 2013: 0,1 Mrd €).

Der Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, der Fair Value des Planvermögens und die Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen (Finanzierungsstatus) stellen sich im Vergleich zu den Vorjahren wie folgt dar:

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Anwartschaftsbarwert aller leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen			
Deutschland	1.850	2.082	1.433
Großbritannien	378	317	242
Übrige Länder	138	173	147
Summe	2.366	2.572	1.822
Fair Value des Planvermögens			
Deutschland	1.181	458	78
Großbritannien	380	330	263
Übrige Länder	11	24	23
Summe	1.572	812	364
Nettoverbindlichkeit (+)/Nettovermögenswert (-) aus leistungsorientierten Versorgungsplänen			
Deutschland	669	1.624	1.355
Großbritannien	-2	-13	-21
Übrige Länder	127	149	124
Summe	794	1.760	1.458
<i>ausgewiesen als betriebliche Forderungen</i>	-2	-13	-21
<i>ausgewiesen als Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen</i>	796	1.773	1.479

Darstellung der Versorgungszusagen

Als Ergänzung zu den Leistungen staatlicher Rentensysteme und der privaten Eigenvorsorge bestehen für die meisten ehemaligen und aktiven Mitarbeiter der Uniper-Gruppe betriebliche Versorgungszusagen. Es bestehen sowohl leistungsorientierte („Defined-Benefit-Pläne“) als auch

beitragsorientierte Zusagen („Defined-Contribution-Pläne“). Leistungen im Rahmen von leistungsorientierten Zusagen werden im Allgemeinen bei Erreichen des Renteneintrittsalters oder bei Invalidität beziehungsweise Tod gewährt.

Die in der Uniper-Gruppe bestehenden Pensionszusagen werden im Hinblick auf ihre finanzwirtschaftlichen Risiken regelmäßig überprüft. Typische Risikofaktoren für leistungsorientierte Zusagen sind Langlebigkeit, Nominalzinsänderungen sowie Inflations- und Gehaltssteigerungen. Zur Vermeidung künftiger Risiken aus betrieblichen Versorgungszusagen wurden seit dem Jahr 1998 bei den wesentlichen inländischen und ausländischen Uniper-Gesellschaften neu konzipierte Pensionspläne eingeführt. Nahezu alle nach dem Jahr 1998 eingestellten Mitarbeiter bei Uniper-Gesellschaften erhalten seitdem Versorgungszusagen, deren Risikofaktoren – wie im Folgenden dargestellt – besser kalkulierbar und steuerbar sind.

Die zum Bilanzstichtag bestehenden Ansprüche aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen entfallen auf rund 10.800 aktive Mitarbeiter (2014: 11.800; 2013: 12.900), rund 4.200 Pensionäre und Hinterbliebene (2014: 3.900; 2013: 3.600) und rund 2.400 ausgeschiedene Mitarbeiter mit unverfallbaren Ansprüchen (2014: 1.900; 2013: 1.300). Die Veränderungen zu den Vorjahren resultieren neben der üblichen Mitarbeiterfluktuation insbesondere aus Restrukturierungsprogrammen. Der korrespondierende Anwartschaftsbarwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen ist mit 1,3 Mrd € aktiven Mitarbeitern (2014: 1,6 Mrd €; 2013: 1,2 Mrd €), mit 0,5 Mrd € Pensionären und Hinterbliebenen (2014: 0,5 Mrd €; 2013: 0,4 Mrd €) und mit 0,6 Mrd € ausgeschiedenen Mitarbeitern mit unverfallbaren Ansprüchen (2014: 0,5 Mrd €; 2013: 0,2 Mrd €) zuzuordnen.

Die Merkmale und Risiken leistungsorientierter Versorgungspläne ergeben sich regelmäßig aus den rechtlichen, steuerlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Landes. Nachfolgend wird die Ausgestaltung der finanzwirtschaftlich wesentlichen leistungs- und beitragsorientierten Pläne in der Uniper-Gruppe beschrieben.

Deutschland

Bei den inländischen Uniper-Gesellschaften bestehen für die aktiven Anwärter größtenteils beitragsorientierte Leistungszusagen. Daneben existieren einzelvertraglich noch „Final-Pay“-Zusagen sowie vereinzelt Festbetragszusagen.

Der größte Teil des dargestellten Verpflichtungsumfangs für aktive Anwärter entfällt auf das Rentenbausteinsystem Betriebliche Alterssicherung (BAS-Plan) aus dem Jahr 2001 beziehungsweise auf eine Variante davon (Zukunftssicherung), die aus der im Jahr 2004 erfolgten Harmonisierung zahlreicher in der Vergangenheit erteilter Versorgungszusagen entstanden ist. Im Rahmen des Leistungsplans Zukunftssicherung werden zur Leistungsermittlung zusätzlich zu den beitragsorientierten Rentenbausteinen auch endgehaltsdynamische Besitzstände berücksichtigt. Diese Pläne sind für Neueintritte geschlossen.

Die zuvor beschriebenen Pläne sehen in der Regel laufende Rentenleistungen vor, die im Allgemeinen bei Erreichen der Altersgrenze, Invalidität oder Tod gezahlt werden.

Die einzige für Neuzugänge offene Versorgungszusage ist ein beitragsorientierter Pensionsplan. Hierbei handelt es sich um ein Kapitalbausteinsystem, das neben der Rentenzahlung die alternativen Auszahlungsoptionen der anteiligen Einmalzahlung beziehungsweise Ratenzahlungen vorsieht.

Der Versorgungsaufwand für alle oben genannten beitragsorientierten Versorgungszusagen ist gehaltsabhängig und wird in Abhängigkeit vom Verhältnis des Gehalts zur Beitragsbemessungsgrenze in der gesetzlichen Rentenversicherung mit unterschiedlichen Prozentsätzen bestimmt. Darüber hinaus besteht für den Mitarbeiter die Möglichkeit zur Entgeltumwandlung. In den beitragsorientierten Zusagen sind unterschiedliche Verzinsungsannahmen der Rentenbausteine enthalten. Während für den BAS-Plan sowie die Zukunftssicherung Festzinsannahmen gelten, entspricht die Verzinsung der Kapitalbausteine für den offenen beitragsorientierten Plan dem im Geschäftsjahr zu beobachtenden durchschnittlichen Renditeniveau langlaufender Staatsanleihen der Bundesrepublik Deutschland. Die künftigen Rentenanpassungen sind für große Teile der aktiven Anwärter mit 1 Prozent p.a. garantiert. Für die übrigen Anspruchsberechtigten folgen die Rentenanpassungen dagegen größtenteils der Inflationsrate, in der Regel im Dreijahresturnus.

Zur Finanzierung der Pensionszusagen wurde für die deutschen Uniper-Gesellschaften im Rahmen eines Contractual Trust Arrangement („CTA“) Planvermögen geschaffen. Der wesentliche Teil

des Planvermögens wird durch den Uniper Pension Trust e. V. treuhänderisch gemäß den ihm vorgegebenen Anlagerichtlinien verwaltet. Zusätzliches inländisches Planvermögen wird von kleineren inländischen Pensionskassen gehalten.

Zwischen deutschen Uniper-Gesellschaften und der MEON bestanden aufgrund von Schuldbeitrittsverträgen nebst Erfüllungsübernahme Freistellungsvereinbarungen für Pensionsverpflichtungen gegenüber Mitarbeitern, die zum 31. Dezember 2006 in diesen Uniper-Gesellschaften aktiv waren. Im Zuge der geplanten Abspaltung der Uniper-Gruppe und im Hinblick auf eine im Zeitpunkt deren Vollzugs ohnehin eintretende auflösende Bedingung wurden diese Schuldbeitrittsverträge zum 30. November 2015 aufgehoben und Vermögenswerte der MEON in Höhe von 0,7 Mrd € auf den Uniper Pension Trust e.V. sowie Rückdeckungsforderungen der MEON gegenüber der VKE in Höhe von 0,1 Mrd € auf anspruchsberechtigte Uniper-Gesellschaften übertragen. Die Forderungen aus den Freistellungsvereinbarungen mit MEON wurden zum 31. Dezember 2014 beziehungsweise 2013 auf Basis der zum jeweiligen Bilanzstichtag gültigen Bewertungsparameter der zugrunde liegenden Pensionsverpflichtungen des betroffenen Personenkreises zum beizulegenden Zeitwert bewertet und als Finanzforderungen erfasst (2014: 1,1 Mrd €; 2013: 0,8 Mrd €). Die von MEON auf den Uniper Pension Trust e.V. im Geschäftsjahr 2015 übertragenen Vermögenswerte qualifizieren als Planvermögen im Sinne des IAS 19. Durch die Saldierung des Planvermögens mit den korrespondierenden Pensionsverpflichtungen der Uniper-Gesellschaften reduzierte sich die Netto-Pensionsrückstellung der Uniper-Gruppe zum 31. Dezember 2015.

Rückdeckungsforderungen gegenüber der VKE in Höhe von 0,2 Mrd € (2014: 0,1 Mrd €; 2013: 0,1 Mrd €) sind als betriebliche Forderungen zum 31. Dezember 2015 aktiviert. Der im Geschäftsjahr 2015 erfolgte Anstieg der Rückdeckungsforderungen von 0,1 Mrd € ist weitestgehend auf eine Übertragung entsprechender Forderungen von MEON im Zusammenhang mit der Aufhebung der Schuldbeitrittsverträge zum 30. November 2015 zurückzuführen. Im ersten Quartal 2016 erfolgte bezüglich der bei der VKE rückgedeckten Pensionszusagen ein Wechsel des Durchführungswegs der betrieblichen Altersversorgung zu einer Pensionsfondszusage. Die Verträge über die Rückdeckungsversicherungen wurden mit Ablauf des 31. Dezember 2015 beendet. Die entsprechenden Rückdeckungsforderungen sind zum 31. Dezember 2015 im Bilanzposten „Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte“ ausgewiesen. Die Auszahlungsansprüche gegenüber der VKE (0,2 Mrd €) wurden im Rahmen eines verkürzten Zahlungswegs von der VKE auf der Grundlage einer Zahlungs- und Abtretungsvereinbarung durch direkte Zahlungen an einen überbetrieblichen Pensionsfonds, der als Planvermögen nach IAS 19 qualifiziert, zur Tilgung der von den Uniper-Gesellschaften gegenüber dem Pensionsfonds geschuldeten vorläufigen Einmalbeitragsverpflichtungen beglichen.

Lediglich bei den Pensionskassen sowie im Pensionsfonds bestehen regulatorische Vorschriften bezüglich der Kapitalanlage oder der Dotierungserfordernisse.

Großbritannien

In Großbritannien bestehen unterschiedliche Pensionspläne. Die Uniper zugeordneten Mitarbeiter haben im Berichtszeitraum an den Pensionsplänen der E.ON UK plc. teilgenommen, die von entsprechenden Uniper-Pensionsplänen im Geschäftsjahr 2015 abgelöst wurden. Prämisse für die Bilanzierung in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 war eine vollständige Übertragung der von den Uniper-Mitarbeitern in der Vergangenheit erworbenen Ansprüche. Die zu Uniper gewechselten Mitarbeiter konnten bis in das erste Quartal 2016 wählen, ihre bis zum 30. September 2015 erworbenen Ansprüche bei der E.ON UK zu belassen oder auf den Uniper UK Pension Trust („Uniper Group of the ESPS“) übertragen zu lassen. Das Ergebnis der Wahl bestätigte im Wesentlichen die getroffenen Prämissen.

Die E.ON Pensionspläne waren wie folgt ausgestaltet. Bis zum Jahr 2008 erhielten die Mitarbeiter leistungsorientierte, größtenteils endgehaltsabhängige Zusagen, die den Großteil der heute für Großbritannien ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen darstellen. Diese Zusagen wurden für nach diesem Zeitpunkt eingestellte Mitarbeiter geschlossen. Seit Dezember 2008 wird für neue Mitarbeiter ein Defined-Contribution-Plan angeboten. Hieraus ergeben sich für den Arbeitgeber über die Beitragszahlung hinaus keine zusätzlichen Risiken.

Für die Begünstigten der bestehenden leistungsorientierten Pensionspläne erfolgt eine Inflationsanpassung der Rentenzahlung in Abhängigkeit vom britischen Inflationsindex RPI („Retail Price Index“).

Das Planvermögen in Großbritannien wird im Rahmen eines Pension Trusts treuhänderisch verwaltet. Die Treuhänder werden durch die Mitglieder des Plans gewählt beziehungsweise durch das Unternehmen ernannt. Sie sind in dieser Funktion insbesondere für die Anlage des Planvermögens verantwortlich.

Das in den Jahren 2015, 2014 und 2013 bilanzierte Planvermögen wurde in Abhängigkeit vom jeweiligen ermittelten Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen aufgeteilt, wobei gegebenenfalls die im Rahmen der Übertragung anzuwendenden lokalen Vorschriften berücksichtigt wurden. Das tatsächlich in den neuen Uniper UK Pension Trust zu übertragende Planvermögen wird letztendlich von den Treuhändern im E.ON UK Pension Trust als abgebender Treuhänder bestimmt und kann deshalb vom in der Vergangenheit allokierten Planvermögen abweichen.

Die britische Regulierungsbehörde schreibt vor, dass alle drei Jahre eine sogenannte technische Bewertung der Finanzierungsbedingungen des Plans durchzuführen ist. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen werden zwischen den Treuhändern des Uniper UK Pension Trust und der Uniper UK vereinbart. Diese beinhalten die zu unterstellende Lebenserwartung, die Gehaltsentwicklung, das Anlageergebnis, Inflationsannahmen sowie das Zinsniveau. Als Bewertungsstichtag der kommenden technischen Bewertung ist der 31. März 2016 vorgesehen.

Übrige Länder

Die verbleibenden Pensionsverpflichtungen teilen sich auf verschiedene internationale Aktivitäten der Uniper-Gruppe auf.

Die leistungs- und beitragsorientierten Versorgungszusagen in Belgien, Frankreich, Niederlande, Russland, Schweden, Ungarn, Tschechien und in den USA sind jedoch aus Sicht der Uniper-Gruppe weitestgehend von untergeordneter Bedeutung.

[DIESE SEITE WURDE ABSICHTLICH FREIGELASSEN]

Darstellung des Verpflichtungsumfangs

Die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen, gemessen am Anwartschaftsbarwert, haben sich wie folgt entwickelt:

Entwicklung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Verpflichtungen

in Mio €	2015			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Stand Anwartschaftsbarwert zum 1. Januar	2.572	2.082	317	173
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzuverworbenen Versorgungsansprüche	94	66	22	6
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	14	9	7	-2
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	—	—	—	—
Zinsaufwand auf den Barwert der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen	64	45	14	5
Neubewertungen	-344	-322	-1	-21
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund der Veränderung der demografischen Annahmen</i>	-5	—	-5	—
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund der Veränderung der finanziellen Annahmen</i>	-333	-312	-9	-12
<i>Versicherungsmathematische Gewinne (-)/ Verluste (+) aufgrund erfahrungsbedingter Anpassungen</i>	-6	-10	13	-9
Leistungszahlungen	-33	-30	—	-3
Währungsunterschiede	17	—	19	-2
Sonstige	-18	—	—	-18
Stand Anwartschaftsbarwert zum 31. Dezember	2.366	1.850	378	138

Die Versorgungsverpflichtungen in den übrigen Ländern entfallen im Geschäftsjahr 2015 größtenteils auf die Uniper-Gesellschaften in Frankreich in Höhe von 116 Mio € (2014: 134 Mio €; 2013: 97 Mio €).

Die im Jahr 2015 entstandenen saldierten versicherungsmathematischen Gewinne sind weitestgehend auf einen allgemeinen Anstieg der verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen.

Die im Jahr 2014 entstandenen saldierten versicherungsmathematischen Verluste sind weitestgehend auf eine allgemeine Absenkung der verwendeten Rechnungszinssätze zurückzuführen.

Wesentliche Ursache für die im Geschäftsjahr 2013 bilanzierten saldierten versicherungsmathematischen Gewinne ist die Erhöhung des Rechnungszinssatzes, der von den Gesellschaften der Uniper-Gruppe in Deutschland bei der Bewertung des Verpflichtungsumfangs zum 31. Dezember 2013 zugrunde gelegt wurde.

2014				2013			
Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
1.822	1.433	242	147	1.809	1.453	202	154
71	49	15	7	76	55	14	7
7	8	3	-4	23	8	7	8
-3	-2	—	-1	-5	-5	—	—
75	57	12	6	70	53	10	7
632	577	26	29	-82	-73	12	-21
—	—	—	—	1	—	3	-2
656	592	30	34	-77	-81	13	-9
-24	-15	-4	-5	-6	8	-4	-10
-33	-29	—	-4	-29	-25	—	-4
12	—	19	-7	-7	—	-3	-4
-11	-11	—	—	-33	-33	—	—
2.572	2.082	317	173	1.822	1.433	242	147

Die versicherungsmathematischen Annahmen zur Bewertung der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und zur Berechnung der Netto-Pensionsaufwendungen bei den Uniper-Gesellschaften in Deutschland und Großbritannien lauten zu den jeweiligen Bilanzstichtagen wie folgt:

Versicherungsmathematische Annahmen

in Prozent	31. Dezember			1. Januar
	2015	2014	2013	2013
Rechnungszinssatz				
Deutschland	3,00	2,20	4,00	3,70
Großbritannien	4,10	3,90	4,70	4,90
Gehaltstrend				
Deutschland	2,50	2,50	2,50	2,50
Großbritannien	3,20	3,10	3,50	3,70
Rententrend				
Deutschland ¹⁾	1,75	1,75	2,00	2,00
Großbritannien	3,00	2,90	3,20	3,00

1) Der Rententrend für Deutschland gilt für Versorgungszusagen gegenüber Anspruchsberechtigten, die nicht einer vereinbarten Garantieanpassung unterliegen.

Die in der Uniper-Gruppe verwendeten Rechnungszinssätze basieren grundsätzlich auf den währungsspezifischen, zum Bilanzstichtag ermittelten Renditen hochwertiger Unternehmensanleihen mit einer der durchschnittlichen Laufzeit der jeweiligen Verpflichtung entsprechenden Duration.

Seit dem zweiten Quartal 2015 wurde die Bestimmung der Rechnungszinsen für die Euro-Währungszone dahingehend angepasst, dass die Ableitung der Zinsstruktur von hochrangigen Unternehmensanleihen („High Quality Corporate Bonds“) im Rahmen der Extrapolation verfeinert wurde. Dies führt zum 31. Dezember 2015 zu einem Anstieg des Rechnungszinses in Deutschland von 20 Basispunkten. Infolgedessen kommt es zu einem korrespondierenden versicherungsmathematischen Gewinn in Höhe von 71 Mio €. Für das Geschäftsjahr 2016 führt dies bei den deutschen Gesellschaften zu einer Verringerung des Netto-Zinsaufwands in Höhe von 1,1 Mio € sowie des Dienstzeitaufwandes für die im Geschäftsjahr 2016 zu erwerbenden Versorgungsansprüche von 1,9 Mio €.

Für die bilanzielle Bewertung der betrieblichen Pensionsverpflichtungen in der Uniper-Gruppe wurden als biometrische Rechnungsgrundlagen jeweils die länderspezifisch anerkannten und auf einem aktuellen Stand befindlichen Sterbetafeln verwendet:

Versicherungsmathematische Annahmen (Sterbetafeln)

Deutschland	Richttafeln 2005 G von K. Heubeck aus dem Jahr 2005
Großbritannien	2013: CMI Tables ‚00‘ bzw. ‚S1‘ (Standardsterblichkeitstafeln) aus den Jahren 2009 bzw. 2008 mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen. 2014: CMI Tables ‚00‘ bzw. ‚S1‘ (Standardsterblichkeitstafeln), Stand 2014, mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen. 2015: CMI Tables ‚00‘ bzw. ‚S1‘ (Standardsterblichkeitstafeln), Stand 2015, mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen.

Veränderungen der zuvor beschriebenen versicherungsmathematischen Annahmen würden zu den jeweiligen Bilanzstichtagen zu Veränderungen des Anwartschaftsbarwerts der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in folgender Höhe führen:

Sensitivitäten

	Veränderung des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen					
	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
Veränderung des Rechnungszinssatzes						
um (Basispunkte)	+50	-50	+50	-50	+50	-50
Veränderung in Prozent	-9,05	10,46	-9,64	11,18	-8,69	9,97
Veränderung des Gehaltstrends um						
(Basispunkte)	+25	-25	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	0,87	-0,85	0,92	-0,90	1,01	-0,98
Veränderung des Rententrends um						
(Basispunkte)	+25	-25	+25	-25	+25	-25
Veränderung in Prozent	1,37	-1,27	1,32	-1,26	1,37	-1,31
Veränderung der Sterbewahrscheinlichkeit						
um (Prozent)	+10	-10	+10	-10	+10	-10
Veränderung in Prozent	-2,28	2,52	-2,38	2,64	-1,58	1,73

Ein Rückgang der Sterbewahrscheinlichkeit um 10 Prozent würde zu einer Erhöhung der Lebenserwartung des jeweiligen Begünstigten in Abhängigkeit von seinem individuellen Alter führen. Zu den Stichtagen 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 würde sich die Lebenserwartung eines 63-jährigen männlichen Uniper-Rentners bei einer 10-prozentigen Reduzierung der Sterbewahrscheinlichkeit um ungefähr ein Jahr erhöhen.

Die Berechnung der angegebenen Sensitivitäten erfolgt auf Basis derselben Verfahrensweise und derselben Bewertungsprämissen, die auch zur Ermittlung des Barwerts der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen angewendet werden. Wird zur Berechnung der Sensitivität der Ergebnisse gegenüber Änderungen eines versicherungsmathematischen Bewertungsparameters dieser entsprechend geändert, werden alle übrigen Bewertungsparameter unverändert in die Berechnung einbezogen.

Bei der Berücksichtigung der Sensitivitäten ist zu beachten, dass bei gleichzeitiger Veränderung mehrerer Bewertungsannahmen die Veränderung des Anwartschaftsbarwerts der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen nicht zwingend als kumulierter Effekt gemäß den Einzelsensitivitäten zu ermitteln ist.

Darstellung des Planvermögens und der Anlagepolitik

Die leistungsorientierten Versorgungszusagen werden durch zweckgebundene Vermögenswerte (Planvermögen) in eigens dafür errichteten und vom Unternehmen rechtlich separierten Pensionsvehikeln ausfinanziert. Der Fair Value dieses Planvermögens entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values des Planvermögens

in Mio €	2015			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Fair Value des Planvermögens, Stand zum				
1. Januar	812	458	330	24
Zinsertrag auf das Planvermögen	26	10	15	1
Neubewertungen	-32	-20	-13	1
<i>Erfolgsneutrale Erträge (+)/Aufwendungen (-) aus dem Planvermögen ohne Beträge, die im Zinsertrag auf das Planvermögen enthalten sind</i>	-32	-20	-13	1
Arbeitgeberbeiträge	772	742	29	1
Leistungszahlungen	-10	-9	—	-1
Währungsunterschiede	19	—	19	—
Sonstige	-15	—	—	-15
Fair Value des Planvermögens, Stand zum				
31. Dezember	1.572	1.181	380	11

Die Erhöhung des Planvermögens im Geschäftsjahr 2015 resultierte im Wesentlichen aus der Aufhebung der Schuldbeitriffsverträge und der damit im Zusammenhang stehenden Freistellungsvereinbarungen mit der MEON sowie der damit verbundenen Übertragung von Planvermögen in das Uniper-CTA.

Im Geschäftsjahr 2014 erfolgte im Rahmen einer Erweiterung des bestehenden CTA in Deutschland eine Dotierung in Höhe von 362 Mio € in das deutsche Planvermögen.

Die tatsächlichen Vermögensverluste aus dem Planvermögen betragen im Jahr 2015 in Summe 6 Mio € (2014: 54 Mio € Vermögenserträge; 2013: 8 Mio € Vermögenserträge).

2014				2013			
<u>Gesamt</u>	<u>Deutschland</u>	<u>Großbritannien</u>	<u>Übrige Länder</u>	<u>Gesamt</u>	<u>Deutschland</u>	<u>Großbritannien</u>	<u>Übrige Länder</u>
364	78	263	23	337	80	234	23
28	14	13	1	16	3	12	1
26	11	15	—	-8	-3	-6	1
26	11	15	—	-8	-3	-6	1
383	362	19	2	30	—	28	2
-9	-7	—	-2	-6	-2	—	-4
20	—	20	—	-5	—	-5	—
—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—
812	458	330	24	364	78	263	23

Das Planvermögen enthielt im Berichtszeitraum keine selbst genutzten Immobilien von Uniper-Gesellschaften. Die einzelnen Planvermögensbestandteile wurden den jeweiligen Vermögenskategorien wirtschaftlich zugeordnet. Das Planvermögen nach Vermögenskategorien stellte sich wie folgt dar:

Vermögenskategorien des Planvermögens

in Prozent	31. Dezember 2015			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Im aktiven Markt gelistetes Planvermögen				
Eigenkapitaltitel (Aktien)	20	23	12	4
Fremdkapitaltitel ¹⁾	48	48	45	89
<i>davon Staatsanleihen</i>	33	30	43	3
<i>davon Unternehmensanleihen</i>	10	12	2	86
Andere Investmentfonds	13	5	38	1
Summe	81	76	95	94
Nicht im aktiven Markt gelistetes Planvermögen				
Nicht börsengehandelte Eigenkapitaltitel	3	4	1	—
Fremdkapitaltitel	2	3	—	—
Immobilien	8	10	4	1
Qualifizierte Versicherungsverträge	—	—	—	—
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	4	5	—	—
Sonstige	2	2	—	5
Summe	19	24	5	6
Gesamt	100	100	100	100

1) In Deutschland sind 6 Prozent (2014: 7 Prozent; 2013: 6 Prozent) des Planvermögens in sonstigen Fremdkapitaltiteln, insbesondere Pfandbriefen, zusätzlich zu Staats- und Unternehmensanleihen investiert.

Das grundlegende Anlageziel für das Planvermögen ist die zeitkongruente Abdeckung der aus den jeweiligen Versorgungszusagen resultierenden Zahlungsverpflichtungen. Diese Anlagepolitik ergibt sich aus den entsprechenden Governance-Richtlinien des E.ON-Konzerns, denen ebenfalls die Uniper-Gesellschaften unterlagen. In diesen Richtlinien wird eine Verschlechterung der Nettoverbindlichkeit beziehungsweise des Finanzierungsstatus infolge einer ungünstigen Entwicklung des Planvermögens beziehungsweise des Anwartschaftsbarwerts der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen als Risiko identifiziert, das im Rahmen eines Risikobudgetierungs-Konzepts gesteuert wird. Die Entwicklung des Finanzierungsstatus wird daher regelmäßig geprüft, um dieses Risiko zu überwachen.

Bis zur Implementierung einer Uniper-Anlagestrategie wird zur Umsetzung des Anlageziels die bis dato von E.ON angewendete Anlagestrategie, die im Wesentlichen eine an der Struktur der Versorgungsverpflichtungen ausgerichtete Anlagestrategie ist, angewendet. Diese langfristig ausgerichtete Anlagestrategie zielt auf ein Management des Finanzierungsstatus und bewirkt, dass der Fair Value des Planvermögens die insbesondere durch Zins- und Inflationsschwankungen verursachten Wertänderungen des Anwartschaftsbarwerts zu einem gewissen Grad periodengleich kompensiert. Bei der Umsetzung der Anlagestrategie können auch Derivate (zum Beispiel Zins- und Inflationsswaps sowie Instrumente zur Währungskurssicherung) zum Einsatz kommen, um spezifische Risikofaktoren von Pensionsverpflichtungen steuern zu können. Diese Derivate sind in obiger Tabelle wirtschaftlich den jeweiligen Vermögenskategorien zugeordnet, in denen sie verwendet werden. Um langfristig den Finanzierungsstatus der Uniper-Gruppe positiv zu beeinflussen, wird ein Teil des Planvermögens zudem diversifiziert in Anlageklassen investiert, die langfristig eine über der für festverzinsliche Anleihen liegende Rendite und damit eine Rendite oberhalb des Rechnungszinssatzes erwarten lassen.

Die Ermittlung der Ziel-Portfoliostruktur für die einzelnen Planvermögen erfolgt auf der Basis regelmäßig durchgeführter Asset-Liability-Studien. Im Rahmen dieser Analysen wird die Ziel-Portfoliostruktur in einem ganzheitlichen Ansatz vor dem Hintergrund der bestehenden Anlagegrundsätze, des aktuellen Finanzierungsstatus, des Kapitalmarktumfelds und der Verpflichtungsstruktur überprüft und gegebenenfalls angepasst. Die in den Studien verwendeten

31. Dezember 2014				31. Dezember 2013			
Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
19	24	14	2	13	13	12	24
58	50	67	92	62	76	58	52
39	28	58	4	42	25	50	4
15	15	9	88	18	45	8	48
9	4	16	1	15	—	21	1
86	78	97	95	90	89	91	77
3	5	—	—	—	—	—	—
2	3	—	—	—	—	—	3
5	9	1	1	5	9	5	4
—	—	—	—	—	—	—	—
4	5	2	—	4	2	4	2
—	—	—	4	1	—	—	14
14	22	3	5	10	11	9	23
100	100	100	100	100	100	100	100

Parameter werden zudem regelmäßig, mindestens einmal jährlich, überprüft. Zur Umsetzung der Ziel-Portfoliostruktur werden Vermögensverwalter mandatiert. Diese werden regelmäßig hinsichtlich ihrer Zielerreichung überwacht.

Darstellung der Erstattungsansprüche

Bei den Freistellungsansprüchen der Uniper-Gesellschaften gegen die MEON handelt es sich um Forderungen aus Freistellungsvereinbarungen, die wie Erstattungsansprüche im Sinne des IAS 19 bilanziert werden. MEON hat mit den Uniper-Gesellschaften mit Wirkung zum 31. Dezember 2006 Verträge über einen Schuldbeitritt nebst Erfüllungsübernahme für Pensionsverpflichtungen aus unmittelbaren Versorgungszusagen gegenüber Pensionsanwärtern, die sich zu diesem Zeitpunkt in einem aktiven Dienstverhältnis mit den Uniper-Gesellschaften befanden, abgeschlossen. MEON hat die Uniper-Gesellschaften im Innenverhältnis von den vom Schuldbeitritt umfassten Pensionsverpflichtungen freigestellt (Freistellungsvereinbarungen).

Die Freistellungsansprüche aus den Freistellungsvereinbarungen erfüllen nicht die Kriterien zur Qualifizierung als Planvermögen, sondern werden als separate Vermögenswerte mit dem Fair Value aktiviert. Dieser entspricht dem Barwert der zugrunde liegenden Pensionsverpflichtungen des betroffenen Personenkreises auf Basis der zum Stichtag gültigen Bewertungsparameter.

Zum 30. November 2015 wurden die Schuldbeitrittsverträge zwischen MEON und den Uniper-Gesellschaften aufgehoben und Vermögenswerte der MEON aus dem bisherigen CTA des E.ON-Konzerns in Höhe von 0,7 Mrd € auf das Uniper-CTA sowie Rückdeckungsforderungen der MEON gegenüber der VKE in Höhe von 0,1 Mrd € auf anspruchsberechtigte Uniper-Gesellschaften übertragen. Die Differenz zwischen den aktivierten Freistellungsansprüchen und den übertragenen Vermögenswerten in Höhe von 257 Mio € wurde erfolgsneutral als Entnahme des Gesellschafters im Eigenkapital erfasst.

Der Fair Value der Freistellungsansprüche (Erstattungsansprüche gemäß IAS 19) entwickelte sich wie folgt:

Entwicklung des Fair Values der Erstattungsansprüche

in Mio €	2015	2014	2013
Fair Value der Erstattungsansprüche, Stand zum 1. Januar	1.149	834	861
Zinsertrag auf den Fair Value der Erstattungsansprüche	23	33	32
Neubewertungen	-113	304	-37
Leistungszahlungen	-15	-15	-10
Sonstige	-1.044	-7	-12
Fair Value der Erstattungsansprüche, Stand zum 31. Dezember	0	1.149	834

Die Zinserträge auf den Fair Value der Erstattungsansprüche (2015: 23 Mio €; 2014: 33 Mio €; 2013: 32 Mio €) wurden im Finanzergebnis erfasst.

Darstellung des Pensionsaufwands

Der Gesamtaufwand für die leistungsorientierten Versorgungszusagen, der in den Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen sowie in den betrieblichen Forderungen enthalten ist, setzte sich wie folgt zusammen:

Gesamtaufwand der leistungsorientierten Versorgungszusagen

in Mio €	2015			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Dienstzeitaufwand für die im Geschäftsjahr hinzu erworbenen Versorgungsansprüche	94	66	22	6
Nachzuverrechnender Dienstzeitaufwand	14	9	7	-2
Gewinne (-)/Verluste (+) aus Planabgeltungen	—	—	—	—
Nettozinsaufwand (+)/-zins ertrag (-) auf die Nettoverbindlichkeit/den Nettovermögenswert aus leistungsorientierten Versorgungsplänen ...	<u>38</u>	<u>35</u>	<u>-1</u>	<u>4</u>
Summe	146	110	28	8

In den nachzuverrechnenden Dienstzeitaufwendungen für die Jahre 2015, 2014 und 2013 sind weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen enthalten.

Zusätzlich zum Gesamtaufwand für leistungsorientierte Versorgungszusagen wurden im Jahr 2015 für ausschließlich beitragsorientierte Versorgungszusagen fest vereinbarte Beitragszahlungen an externe Versorgungsträger und ähnliche Dienstleister in Höhe von 28 Mio € (2014: 27 Mio €; 2013: 29 Mio €) geleistet.

Die Beiträge zu staatlichen Plänen betragen 0,1 Mrd € (2014: 0,1 Mrd €; 2013: 0,1 Mrd €).

Darstellung der Beitrags- und Versorgungszahlungen

Im Jahr 2015 wurden zur Finanzierung der bestehenden leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen Arbeitgeberbeiträge in das Planvermögen in Höhe von 772 Mio € (2014: 383 Mio €; 2013: 30 Mio €) geleistet.

Für das Geschäftsjahr 2016 werden insbesondere für die Finanzierung bestehender und neu entstandener Versorgungsansparungen Arbeitgeberbeitragszahlungen für die Uniper-Gruppe in Höhe von 275 Mio € erwartet, die in Höhe von 24 Mio € auf ausländische Gesellschaften entfallen.

2014				2013			
Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
71	49	15	7	76	55	14	7
7	8	3	-4	23	8	7	8
-3	-2	—	-1	-5	-5	—	—
<u>47</u>	<u>43</u>	<u>-1</u>	<u>5</u>	<u>54</u>	<u>50</u>	<u>-2</u>	<u>6</u>
122	98	17	7	148	108	19	21

Im Jahr 2015 erfolgten Leistungszahlungen für die Erfüllung von leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen in Höhe von 33 Mio € (2014: 33 Mio €; 2013: 29 Mio €), wovon Auszahlungen in Höhe von 23 Mio € (2014: 24 Mio € 2013; 23 Mio €) nicht aus dem Planvermögen erfolgten.

Für die zum 31. Dezember 2015 bestehenden leistungsorientierten Versorgungszusagen werden für die nächsten zehn Jahre folgende Leistungszahlungen prognostiziert:

Erwartete Leistungszahlungen

in Mio €	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
2016	46	36	—	10
2017	55	43	4	8
2018	55	45	4	6
2019	65	52	6	7
2020	71	56	7	8
2021-2025	<u>436</u>	<u>346</u>	<u>55</u>	<u>35</u>
Summe	728	578	76	74

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit (Duration) der in der Uniper-Gruppe bewerteten leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen betrug zum 31. Dezember 2015 23,8 Jahre (2014: 24,1 Jahre; 2013: 23,1 Jahre).

Darstellung der Nettoverbindlichkeit

Die bilanzierte Nettoverbindlichkeit aus den leistungsorientierten Versorgungsplänen der Uniper-Gruppe resultiert aus einer Gegenüberstellung des Anwartschaftsbarwerts der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen und des Fair Values des Planvermögens:

Entwicklung der Nettoverbindlichkeit aus leistungsorientierten Versorgungsplänen

in Mio €	2015			
	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
Stand Nettoverbindlichkeit zum 1. Januar	1.760	1.624	-13	149
Gesamtaufwand der leistungsorientierten				
Versorgungszusagen	146	110	28	8
Veränderungen aus den Neubewertungen	-312	-302	12	-22
Arbeitgeberbeiträge zum Planvermögen	-772	-742	-29	-1
Netto-Leistungszahlungen	-23	-21	—	-2
Währungsunterschiede	-2	—	—	-2
Sonstige	-3	—	—	-3
Stand Nettoverbindlichkeit zum 31. Dezember	794	669	-2	127

(23) Übrige Rückstellungen

Die übrigen Rückstellungen setzen sich wie folgt zusammen:

Übrige Rückstellungen

in Mio €	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig
Nicht vertragliche						
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	—	1.204	—	1.143	—	1.176
Vertragliche						
Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	82	1.043	81	978	81	1.040
Verpflichtungen im Personalbereich	159	402	203	450	101	429
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	35	881	12	628	26	478
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.193	238	855	315	463	690
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	187	13	183	27	108	28
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	51	320	62	321	77	301
Sonstige	862	1.708	1.027	1.195	1.368	702
Summe	2.569	5.809	2.423	5.057	2.224	4.844

2014				2013			
Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder	Gesamt	Deutschland	Großbritannien	Übrige Länder
1.458	1.355	-21	124	1.472	1.373	-32	131
122	98	17	7	148	108	19	21
606	566	11	29	-74	-70	18	-22
-383	-362	-19	-2	-30	—	-28	-2
-24	-22	—	-2	-23	-23	—	—
-8	—	-1	-7	-2	—	2	-4
-11	-11	—	—	-33	-33	—	—
1.760	1.624	-13	149	1.458	1.355	-21	124

Nachfolgend wird die Entwicklung der übrigen Rückstellungen dargestellt:

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

<u>in Mio €</u>	<u>Stand zum 1. Januar 2015</u>	<u>Währungs- unterschiede</u>	<u>Veränderungen Kombinierungskreis</u>
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	1.143	27	—
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	1.059	24	—
Verpflichtungen im Personalbereich	653	1	-5
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	640	9	-39
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.170	—	—
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	210	—	—
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	383	—	—
Sonstige	<u>2.222</u>	<u>11</u>	<u>-20</u>
Summe	7.480	72	-64

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

<u>in Mio €</u>	<u>Stand zum 1. Januar 2014</u>	<u>Währungs- unterschiede</u>	<u>Veränderungen Kombinierungskreis</u>
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	1.176	-68	—
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	1.121	-64	—
Verpflichtungen im Personalbereich	530	—	—
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	504	9	—
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.153	-1	—
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	136	—	—
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	378	—	—
Sonstige	<u>2.070</u>	<u>4</u>	<u>—</u>
Summe	7.068	-120	0

Entwicklung der übrigen Rückstellungen

<u>in Mio €</u>	<u>Stand zum 1. Januar 2013</u>	<u>Währungs- unterschiede</u>	<u>Veränderungen Kombinierungskreis</u>
Nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	1.179	-38	—
Vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich	999	-35	—
Verpflichtungen im Personalbereich	812	-1	—
Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen	596	-3	—
Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen	1.070	-2	—
Absatzmarktorientierte Verpflichtungen	183	—	—
Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen	394	—	—
Sonstige	<u>1.173</u>	<u>-2</u>	<u>—</u>
Summe	6.406	-81	0

<u>Aufzinsung</u>	<u>Zuführung</u>	<u>Inanspruchnahme</u>	<u>Umbuchung</u>	<u>Auflösung</u>	<u>Schätzungs- änderungen</u>	<u>Stand zum 31. Dezember 2015</u>
34	—	—	—	—	—	1.204
32	11	-69	—	—	68	1.125
2	137	-194	1	-34	—	561
-2	247	-16	-6	-10	93	916
1	1.387	-514	-599	-14	—	1.431
—	51	-38	-2	-21	—	200
—	14	-22	—	-4	—	371
4	1.046	-552	-9	-132	—	2.570
71	2.893	-1.405	-615	-215	161	8.378

<u>Aufzinsung</u>	<u>Zuführung</u>	<u>Inanspruchnahme</u>	<u>Umbuchung</u>	<u>Auflösung</u>	<u>Schätzungs- änderungen</u>	<u>Stand zum 31. Dezember 2014</u>
35	—	—	—	—	—	1.143
33	11	-61	—	-1	20	1.059
24	234	-125	7	-17	—	653
19	53	-16	-1	-1	73	640
3	600	-508	27	-104	—	1.170
—	118	-19	-3	-22	—	210
2	16	-11	—	-2	—	383
33	768	-450	7	-210	—	2.222
149	1.800	-1.190	37	-357	93	7.480

<u>Aufzinsung</u>	<u>Zuführung</u>	<u>Inanspruchnahme</u>	<u>Umbuchung</u>	<u>Auflösung</u>	<u>Schätzungs- änderungen</u>	<u>Stand zum 31. Dezember 2013</u>
35	—	—	—	—	—	1.176
30	10	-77	—	-1	195	1.121
1	111	-116	-209	-68	—	530
11	8	-19	-86	-2	-1	504
1	436	-313	-18	-21	—	1.153
—	75	-76	21	-67	—	136
1	6	-15	—	-8	—	378
3	1.245	-215	-16	-118	—	2.070
82	1.891	-831	-308	-285	194	7.068

Die Aufzinsung im Rahmen der Rückstellungsentwicklung ist im Finanzergebnis (vergleiche Textziffer 10) enthalten.

Der verwendete Realzinssatz im Kernenergiebereich in Schweden beträgt nach landesspezifischer Ermittlung unverändert zu den Vorjahren zum 31. Dezember 2015 3,0 Prozent. Die übrigen Rückstellungsbeträge entfallen weit überwiegend auf Sachverhalte in den Ländern des Euro-Raums sowie in Großbritannien und in Schweden. In Abhängigkeit von der Laufzeit kommen hier Zinssätze zwischen 0 und 2,53 Prozent (2014: 0 und 2,6 Prozent; 2013: 0,4 und 4,0 Prozent) zur Anwendung.

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen betragen im Geschäftsjahr 2015 1,2 Mrd € (2014: 1,1 Mrd €; 2013: 1,2 Mrd €). Die Rückstellungen beinhalten auf der Grundlage von Gutachten und Kostenschätzungen sämtliche nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen sowie die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Die in den Rückstellungen für nicht vertragliche nukleare Verpflichtungen erfassten Stilllegungsverpflichtungen beinhalten die erwarteten Kosten des Nach- beziehungsweise Restbetriebs der Anlage, der Demontage sowie der Beseitigung und Entsorgung der nuklearen Bestandteile des Kernkraftwerks.

Für die schwedischen Aktivitäten waren 2015, 2014 und 2013 keine Schätzungsänderungen und Inanspruchnahmen zu verzeichnen.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für nicht vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Stilllegung	429	408	420
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	775	735	756
Geleistete Anzahlungen	—	—	—
Summe	1.204	1.143	1.176

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

Die auf schwedischer atomrechtlicher Grundlage basierenden Rückstellungen betragen im Geschäftsjahr 2015 1,1 Mrd € (2014: 1,1 Mrd €; 2013: 1,1 Mrd €). Die Rückstellungen beinhalten sämtliche vertraglichen nuklearen Verpflichtungen für die Entsorgung von abgebrannten Brennelementen und schwach radioaktiven Betriebsabfällen, die Stilllegung und den Rückbau der nuklearen Kraftwerksanlagenteile, deren Bewertung auf zivilrechtlichen Verträgen beruht.

Die Rückstellungen werden im Wesentlichen als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet.

Für die Aktivitäten waren Schätzungsänderungen von 68 Mio € (2014: 20 Mio €; 2013: 195 Mio €) zu verzeichnen. Die Inanspruchnahmen beliefen sich auf 69 Mio € (2014: 61 Mio €; 2013: 77 Mio €), von denen 27 Mio € (2014: 22 Mio €; 2013: 31 Mio €) auf das im Nachbetrieb befindliche Kernkraftwerk Barsebäck entfallen. Für die zugrunde liegenden Sachverhalte waren bereits Stilllegungs- und Rückbaukosten aktiviert.

Die Rückstellungen setzen sich in technischer Hinsicht wie folgt zusammen:

Rückstellungen für vertragliche Entsorgungsverpflichtungen im Kernenergiebereich

in Mio €	31. Dezember		
	2015	2014	2013
Stilllegung	388	369	393
Brennelement- und Betriebsabfallentsorgung	737	690	728
Geleistete Anzahlungen	—	—	—
Summe	1.125	1.059	1.121

Verpflichtungen im Personalbereich

Die Rückstellungen für Personalaufwendungen betreffen vor allem Rückstellungen für Vorruhestandsregelungen, erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile, Deputatverpflichtungen, Restrukturierungen sowie andere Personalkosten.

Sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen

Die Rückstellungen für sonstige Rückbau- und Entsorgungsverpflichtungen enthalten Stilllegungs- und Rückbauverpflichtungen für konventionelle und regenerative Kraftwerksanlagen inklusive der konventionellen Anlagenteile im Kernenergiebereich auf Basis zivilrechtlicher Vereinbarungen oder öffentlich-rechtlicher Auflagen. Außerdem werden hier Rückstellungen für die Rekultivierung von Gasspeicherstandorten und für den Rückbau von Infrastruktureinrichtungen ausgewiesen.

Beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für beschaffungsmarktorientierte Verpflichtungen enthalten unter anderem Rückstellungen für Verlustrisiken aus schwebenden Einkaufskontrakten.

Absatzmarktorientierte Verpflichtungen

Die Rückstellungen für absatzmarktorientierte Verpflichtungen enthalten im Wesentlichen Verlustrisiken für Preisnachlässe sowie aus schwebenden Verkaufskontrakten.

Umweltschutzmaßnahmen und ähnliche Verpflichtungen

Die Rückstellungen für Umweltschutzmaßnahmen betreffen vor allem Sanierungs- und Gewässerschutzmaßnahmen, die Beseitigung von Altlasten und übrige Rekultivierungsmaßnahmen.

Sonstige

Die sonstigen Rückstellungen beinhalten im Wesentlichen Rückstellungen für Gastransport und Regasifizierung in Höhe von 869 Mio € (2014: 830 Mio €; 2013: 744 Mio €) sowie Rückstellungen aus dem Erzeugungsbereich in Höhe von 776 Mio € (2014: 771 Mio €; 2013: 687 Mio €) im Wesentlichen aus dem Geschäftsfeld Wasserkraft. Darüber hinaus sind hier wahrscheinliche Verpflichtungen aus steuerlich bedingtem Zinsaufwand und sonstigen Steuern enthalten.

(24) Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten setzen sich wie folgt zusammen:

Verbindlichkeiten

in Mio €	31. Dezember 2015			31. Dezember 2014			31. Dezember 2013		
	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe	Kurzfristig	Langfristig	Summe
Finanzverbindlichkeiten	10.551	2.296	12.847	8.161	5.175	13.336	8.307	5.387	13.694
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.599	—	1.599	2.178	—	2.178	3.717	—	3.717
Verbindlichkeiten aus derivativen Finanzinstrumenten	11.067	3.281	14.348	10.157	1.884	12.041	4.344	1.047	5.391
Erhaltene Anzahlungen	102	203	305	190	252	442	202	289	491
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	7.874	297	8.171	9.038	324	9.362	10.086	366	10.452
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	20.642	3.781	24.423	21.563	2.460	24.023	18.349	1.702	20.051
Summe	31.193	6.077	37.270	29.724	7.635	37.359	26.656	7.089	33.745

Finanzverbindlichkeiten

Die Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten setzen sich wie folgt zusammen:

Finanzverbindlichkeiten nach Segmenten zum 31. Dezember

in Mio €	Europäische Erzeugung			Globaler Handel		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	134	147	163	—	—	—
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing	12	30	33	453	457	584
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.648	6.996	6.966	3.339	5.652	5.845
Finanzverbindlichkeiten	2.794	7.173	7.162	3.792	6.109	6.429

Die sonstigen Finanzverbindlichkeiten beinhalten im Wesentlichen Finanzverbindlichkeiten gegenüber dem E.ON-Konzern in Höhe von 10.712 Mio € (2014: 11.348 Mio €; 2013: 11.682 Mio €). Ferner sind Finanzverbindlichkeiten gegenüber Dritten in Höhe von 923 Mio € (2014: 1.099 Mio €; 2013: 1.125 Mio €) und Beteiligungsgesellschaften in Höhe von 62 Mio € (2014: 72 Mio €; 2013: 69 Mio €) enthalten.

Ebenfalls in den sonstigen Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen sind Margin-Zahlungen im Zusammenhang mit Börsentermingeschäften in Höhe von 525 Mio € (2014: 153 Mio €; 2013: 7 Mio €).

Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten

Die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf 1.599 Mio € (2014: 2.178 Mio €; 2013: 3.717 Mio €).

Die übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten umfassten im Wesentlichen abgegrenzte Schulden in Höhe von 5.799 Mio € (2014: 6.919 Mio €; 2013: 8.271 Mio €) sowie Verbindlichkeiten aus Steuern in Höhe von 561 Mio € (2014: 245 Mio €; 2013: 183 Mio €). Darüber hinaus sind in den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten die Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften, deren Gesellschaftern aufgrund der gesellschaftsrechtlichen Struktur ein gesetzliches Kündigungsrecht verbunden mit einem Kompensationsanspruch zusteht, in Höhe von 102 Mio € im Geschäftsjahr 2015 (2014: 104 Mio €; 2013: 112 Mio €) enthalten.

In den übrigen betrieblichen Verbindlichkeiten sind zum 31. Dezember 2015 Verbindlichkeiten aus Gewinnabführungsverträgen in Höhe von 806 Mio € (2014: 1.250 Mio €; 2013: 965 Mio €) enthalten. Diese sind sofort fällig und wurden bis zur Aufstellung des Kombinierten Abschlusses beglichen.

Internationale Stromerzeugung			Administration/Konsolidierung			Uniper-Gruppe		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
—	—	—	—	1	1	134	148	164
—	—	—	26	29	29	491	516	646
8	10	62	6.227	14	11	12.222	12.672	12.884
8	10	62	6.253	44	41	12.847	13.336	13.694

(25) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Die Uniper-Gruppe ist im Rahmen der Geschäftstätigkeit Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen eingegangen, die eine Vielzahl zugrunde liegender Sachverhalte betreffen. Hierzu zählen insbesondere Garantien und Bürgschaften, Verpflichtungen aus Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüchen (für weitere Informationen wird auf Textziffer 26 verwiesen), kurz- und langfristige vertragliche und gesetzliche sowie sonstige Verpflichtungen.

Haftungsverhältnisse

Die Eventualverbindlichkeiten der Uniper-Gruppe aus den bestehenden Haftungsverhältnissen beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf einen beizulegenden Zeitwert von 10 Mio € (2014: 41 Mio €; 2013: 42 Mio €). Hinsichtlich dieser Eventualverbindlichkeiten besteht derzeit kein wesentlicher Anspruch auf Erstattung.

Die Uniper-Gruppe hat direkte und indirekte Garantien, bei denen es sich um bedingte Zahlungsverpflichtungen von Uniper in Abhängigkeit vom Eintritt eines bestimmten Ereignisses handelt, gegenüber Dritten und Parteien außerhalb der Uniper-Gruppe gewährt. Diese beinhalten vor allem Finanz- und Gewährleistungsgarantien.

Darüber hinaus hat die Uniper-Gruppe auch Freistellungsvereinbarungen abgeschlossen. Diese sind neben anderen Garantien Bestandteil von Vereinbarungen über den Verkauf von Beteiligungen, die von Uniper-Gesellschaften abgeschlossen wurden, und beinhalten vor allem die im Rahmen solcher Transaktionen üblichen Zusagen und Gewährleistungen, Haftungsrisiken für Umweltschäden sowie mögliche steuerliche Gewährleistungen. In manchen Fällen werden Verpflichtungen zuerst von Rückstellungen der verkauften Gesellschaften abgedeckt, bevor Uniper selbst verpflichtet ist, Zahlungen zu leisten. Garantien, die von Gesellschaften gegeben wurden, die nach der Garantievergabe von der E.ON SE (beziehungsweise VEBA AG oder VIAG AG vor deren Fusion) verkauft wurden, sind in Form von Freistellungserklärungen in den meisten Fällen Bestandteil der jeweiligen Verkaufsverträge.

Die Uniper-Gruppe haftet darüber hinaus gesamtschuldnerisch aus Beteiligungen an Gesellschaften bürgerlichen Rechts, Personenhandelsgesellschaften und Arbeitsgemeinschaften.

In Bezug auf die Aktivitäten der schwedischen Kernkraftwerke haben die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheiten sowie die E.ON Sverige AB entsprechend schwedischem Recht gegenüber staatlichen Einrichtungen Garantien abgegeben. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hoch radioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen, die über die in der Vergangenheit bereits finanzierten Abgaben hinausgehen. Darüber hinaus sind die Gesellschaften der schwedischen Erzeugungseinheit sowie die E.ON Sverige AB für alle Kosten der Entsorgung schwach radioaktiven Abfalls verantwortlich.

Die E.ON Sverige AB ist nicht Bestandteil der Uniper-Gruppe. Die Übertragung dieser Garantien von E.ON zu Uniper bedarf der Zustimmung der schwedischen atomrechtlichen Aufsichtsbehörden, die bis zum 31. Dezember 2015 noch nicht erteilt war. Bis zur Zustimmung der schwedischen Aufsichtsbehörden hat die Uniper-Gruppe E.ON im Rahmen einer Freistellungsvereinbarung von Verpflichtungen aus den oben genannten Garantien freigestellt.

In Schweden haftet der Eigentümer von Kernkraftwerken für Schäden, die durch Unfälle in den entsprechenden Kernkraftwerken und durch Unfälle mit radioaktiven Substanzen, die im Zusammenhang mit dem Betrieb dieser Kernkraftwerke stehen, verursacht werden. Zum 31. Dezember 2015 war die Haftung begrenzt auf einen Betrag in Höhe von 3.475 Mio SEK beziehungsweise 378 Mio € (2014: 3.394 Mio SEK beziehungsweise 361 Mio €; 2013: 3.007 Mio SEK beziehungsweise 339 Mio €) pro Schadensfall. Dieser Betrag muss gemäß dem „Law Concerning Nuclear Liability“ versichert werden. Die entsprechenden Versicherungen für die betroffenen Kernkraftwerke sind abgeschlossen worden. Am 1. Juli 2010 hat das schwedische Parlament ein Gesetz erlassen, das den Betreiber eines in Betrieb befindlichen Kernkraftwerks verpflichtet, eine Haftpflichtversicherung oder Deckungsvorsorge in Höhe von 1,2 Mrd € je Kraftwerk bereitzustellen. Zum 31. Dezember 2015 waren die Bedingungen für das Inkrafttreten des Gesetzes noch nicht gegeben.

Das Segment Europäische Erzeugung betreibt ausschließlich in Schweden Kernkraftwerke. Daher bestehen über die zuvor genannten hinaus keine weiteren vergleichbaren Haftungsverhältnisse.

Sonstige finanzielle Verpflichtungen

Neben bilanzierten Rückstellungen und Verbindlichkeiten sowie ausgewiesenen Eventualverbindlichkeiten bestehen sonstige größtenteils langfristige finanzielle Verpflichtungen, die sich weitestgehend aus mit Dritten geschlossenen Verträgen oder aufgrund gesetzlicher Bestimmungen ergeben.

Zum 31. Dezember 2015 bestand ein Bestellobligo für Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen in Höhe von 0,6 Mrd € (2014: 1,1 Mrd €; 2013: 1,6 Mrd €). Von diesen Verpflichtungen sind 0,3 Mrd € (2014: 0,8 Mrd €; 2013: 0,8 Mrd €) innerhalb eines Jahres fällig. Hier sind vor allem finanzielle Verpflichtungen für noch nicht vollzogene Investitionen, insbesondere in dem Segment Europäische Erzeugung im Zusammenhang mit Kraftwerksneubauprojekten, Ausbau und Modernisierung von bestehenden Kraftwerksanlagen sowie Gasinfrastrukturprojekten, enthalten. Die im Bestellobligo enthaltenen Verpflichtungen für Kraftwerksneubauten beliefen sich am 31. Dezember 2015 auf 0,3 Mrd € (2014: 0,7 Mrd €; 2013: 1,3 Mrd €).

Darüber hinaus resultieren finanzielle Verpflichtungen aus Miet-, Pacht- und Operating-Lease-Verträgen. Die entsprechenden Mindestleasingzahlungen werden folgendermaßen fällig:

Uniper als Leasingnehmer – Operating Lease

in Mio €	Mindestleasingzahlungen		
	2015	2014	2013
Fälligkeit bis 1 Jahr	100	1.187	1.642
Fälligkeit 1–5 Jahre	192	1.404	1.989
Fälligkeit über 5 Jahre	217	254	303
Summe	509	2.845	3.934

Die in der Gewinn- und Verlustrechnung erfassten Aufwendungen aus solchen Verträgen betragen im Geschäftsjahr 2015 1.321 Mio € (2014: 1.669 Mio €; 2013: 1.616 Mio €). Hierin enthalten sind bis zum Ende des Geschäftsjahres 2015 und in den Vorjahren im Wesentlichen als Leasing erfasste Vermarktungsverträge mit einer deutschen E.ON-Konzerngesellschaft des Kernenergie-Bereichs.

Weitere langfristige vertragliche Verpflichtungen bestanden in der Uniper-Gruppe zum 31. Dezember 2015 im Wesentlichen zur Abnahme fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Braun- und Steinkohle. Die finanziellen Verpflichtungen aus diesen Abnahmeverträgen beliefen sich am 31. Dezember 2015 auf rund 218,2 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 7,2 Mrd €), am 31. Dezember 2014 auf rund 231,5 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 9,8 Mrd €) und am 31. Dezember 2013 auf rund 253,9 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 13,1 Mrd €).

Der Gasbezug erfolgt in der Regel über langfristige Abnahmeverträge mit großen internationalen Erdgasproduzenten. Im Allgemeinen handelt es sich hierbei um „Take-or-Pay“-Verträge. Die Preise für das Erdgas werden an Preise von Wettbewerbsenergien beziehungsweise an Marktreferenzpreise angelehnt, die die Wettbewerbssituation im Markt widerspiegeln. Die Regelungen der langfristigen Verträge werden in gewissen Abständen (in der Regel sind dies drei Jahre) im Rahmen von Verhandlungen der Vertragspartner überprüft und können sich insofern ändern. Bei Nichteinigung über

Preisüberprüfungen entscheidet abschließend ein neutrales Schiedsgericht. Für die Berechnung der finanziellen Verpflichtungen, die aus diesen Verträgen resultieren, werden die gleichen Prämissen wie zu internen Planungszwecken angewendet. Weiterhin werden für die Berechnungen die individuellen Take-or-pay-Bestimmungen der jeweiligen Verträge herangezogen.

Die vertraglichen Verpflichtungen zur Abnahme von fossilen Brennstoffen verzeichneten im Geschäftsjahr 2015 einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr. Wesentlicher Grund dafür ist ein preisbedingter Rückgang der Mindestabnahmeverpflichtungen im Gasbezug. Auch der Rückgang im Geschäftsjahr 2014 gegenüber 2013 ist auf die Verringerung der Mindestabnahmeverpflichtungen im Gasbezug zurückzuführen. Darüber hinaus ergab sich ein Anstieg der zum Fair Value bilanzierten Verträge. Letztere sind mit ihren Marktwerten bereits bilanziell berücksichtigt.

Vertragliche Verpflichtungen zur Stromabnahme beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf rund 2,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,0 Mrd €), zum 31. Dezember 2014 auf rund 2,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,0 Mrd €) und am 31. Dezember 2013 auf rund 3,2 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 1,6 Mrd €), unter anderem gegenüber Gemeinschaftskraftwerken in den Erzeugungseinheiten. Der Abnahmepreis für Strom aus Gemeinschaftskraftwerken basiert in der Regel auf den Produktionskosten des Stromerzeugers zuzüglich einer Gewinnmarge, die generell auf Basis einer vereinbarten Kapitalrendite berechnet wird.

Weitere Abnahmeverpflichtungen beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf rund 5,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,3 Mrd €), zum 31. Dezember 2014 auf rund 3,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 Mrd €) und am 31. Dezember 2013 auf rund 3,4 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,3 Mrd €). Neben Abnahmeverpflichtungen im Wesentlichen für Wärme und Ersatzbrennstoffe bestehen in dem Segment Europäische Erzeugung langfristige vertragliche Verpflichtungen von Leistungen im Zusammenhang mit der Zwischen- und Endlagerung von Brennelementen bezüglich der schwedischen Kernkraftwerke der Uniper-Gruppe.

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2015 weitere finanzielle Verpflichtungen in Höhe von rund 1,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €), zum 31. Dezember 2014 von rund 1,1 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,5 Mrd €) und am 31. Dezember 2013 in Höhe von rund 1,0 Mrd € (Fälligkeit bis ein Jahr: 0,4 Mrd €). Sie enthalten unter anderem finanzielle Verpflichtungen aus zu beziehenden Dienstleistungen.

(26) Schwebende Rechtsstreitigkeiten und Schadensersatzansprüche

Gegen die Uniper-Gruppe sind verschiedene gerichtliche Prozesse, Schiedsverfahren, behördliche Untersuchungen und Verfahren anhängig oder könnten in der Zukunft eingeleitet oder geltend gemacht werden. Dazu zählen neben öffentlich-rechtlichen Streitigkeiten insbesondere Klagen und Verfahren auf Vertrags- und Preisanpassungen zur Abbildung von Marktumbrüchen oder (auch als Folge der Energiewende) geänderten wirtschaftlichen Verhältnissen im Gas- und Strombereich, wegen Preiserhöhungen, angeblicher Preisabsprachen und marktmissbräuchlichen Verhaltens.

Die genannten Verfahren schließen einige, teils auch von der Uniper-Gruppe initiierte, Gerichtsbeziehungsweise Schiedsverfahren mit Großkunden und Großlieferanten zur Vertrags- und Preisanpassung langfristiger Lieferverträge und Bezugsoptionen im Strom- und Gasbereich, von langfristigen Buchungen von Leistungskapazitäten sowie von langfristigen Gasspeicherverträgen infolge der durch Marktumbrüche geänderten Verhältnisse und von Kostenerstattungen ein. In einigen dieser Verfahren wird die Wirksamkeit der verwendeten Preisklauseln und die Wirksamkeit der Verträge insgesamt in Zweifel gezogen. Die langfristigen Gasbezugsverträge beinhalten für Produzenten und Importeure generell die Möglichkeit, die Konditionen an die sich ständig ändernden Marktgegebenheiten anzupassen. Auf dieser Grundlage führt Uniper kontinuierlich intensive Verhandlungen mit Produzenten. Weiter gehende rechtliche Auseinandersetzungen sind nicht auszuschließen.

Auf weiter gehende Angaben zu den dargestellten Verfahren sowie den damit verbundenen Risiken und Maßnahmen wird insbesondere wegen der möglichen Beeinflussung des Verfahrensfortgangs verzichtet. Uniper macht insofern von den Regelungen des IAS 37.92 Gebrauch.

Öffentlich-rechtliche Streitigkeiten sind insbesondere im Zusammenhang mit der Betriebsgenehmigung des Steinkohlekraftwerks in Datteln, der naturschutzrechtlichen Genehmigungen des Steinkohlekraftwerkes Maasvlakte 3 in den Niederlanden und der Biomasseanlage Provence 4 in Frankreich, sowie der Kohlesteuer in den Niederlanden anhängig.

Auf weitergehende Angaben zu den dargestellten Verfahren sowie den damit verbundenen Risiken und Maßnahmen wird insbesondere wegen der möglichen Beeinflussung des Verfahrenfortgangs verzichtet. Uniper macht insofern von den Regelungen des IAS 37.92 Gebrauch.

(27) Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

Ergänzende Angaben zur Kapitalflussrechnung

in Mio €	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Nicht zahlungswirksame Investitionen und Finanzierungstätigkeiten			
Dotierung von externem Fondsvermögen für Pensionsverpflichtungen durch			
Übertragung von Termingeldern und Wertpapieren	771	381	28

Der operative Cashflow lag mit 1.465 Mio € nahezu auf dem Vorjahresniveau (2014: 1.437 Mio €; 2013: 554 Mio €). Dabei stand einer Erhöhung von 2014 auf 2015, insbesondere aufgrund des Nettoanstiegs betrieblicher Forderungen und Verbindlichkeiten, das gesunkene Ergebnis zum Teil gegenläufig gegenüber. Der Anstieg von 2013 auf 2014 war bedingt durch positive Working-Capital-Effekte, insbesondere im Vorratsvermögen, die durch den Ergebnisrückgang wiederum teilweise kompensiert wurden.

Der Cashflow aus der Investitionstätigkeit betrug rund -610 Mio € (2014: -1.504 Mio €; 2013: -1.017 Mio €). Die Mittelzuflüsse aus dem Abgang von Vermögenswerten im Berichtszeitraum lagen mit 208 Mio € über dem Vorjahresniveau (2014: 170 Mio €; 2013: 151 Mio €). Die Investitionen betrugen 1.083 Mio € im Geschäftsjahr 2015 und lagen damit unter dem Vorjahresniveau (2014: 1.531 Mio €, 2013: 2.202 Mio €). Dies lag vorrangig an höheren Investitionen sowohl in Brasilien als auch in Russland im Jahr 2014 im Vergleich zum Berichtsjahr. Der Rückgang von 2013 auf 2014 resultierte im Wesentlichen aus dem Erwerb sowie Ausbau neuer Aktivitäten in Brasilien im Jahr 2013.

Im Jahr 2015 betrug der Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit -979 Mio € (2014: 37 Mio €; 2013: 741 Mio €). Die höheren Mittelabflüsse im Berichtsjahr im Vergleich zu 2014 resultierten hauptsächlich aus Transaktionen mit dem E.ON-Konzern, wobei hier vor allem Dividenden sowie Finanzverbindlichkeiten zu nennen sind. Weiterhin sind darin Zahlungen aus Gewinnabführungsverträgen, die in den Vorperioden in den übrigen betrieblichen Forderungen beziehungsweise Verbindlichkeiten erfasst wurden, sowie aus weiteren Finanz- und Kapitaltransaktionen mit dem E.ON-Konzern enthalten. Beim Vergleich der Jahre 2014 und 2013 standen unverändert hohen Nettorückführungen von Finanzverbindlichkeiten niedrigere Mittelabflüsse gegenüber, die ebenfalls fast ausschließlich auf Transaktionen mit dem E.ON-Konzern zurückzuführen waren.

(28) Derivative Finanzinstrumente und Sicherungsgeschäfte

Strategie und Ziele

Der Einsatz von Derivaten ist gemäß E.ON-Richtlinien, zu deren Einhaltung Uniper-Gesellschaften in den Berichtsperioden verpflichtet waren, erlaubt, wenn ihnen bilanzierte Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten, vertragliche Ansprüche oder Verpflichtungen beziehungsweise geplante Transaktionen zugrunde liegen.

Hedge Accounting gemäß IAS 39 wird insbesondere angewendet zur Sicherung langfristiger Fremdwährungsforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben.

Im Commodity-Bereich werden Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme gesichert, die insbesondere aus dem geplanten konzernexternen und -internen Stromein- und -verkauf sowie dem erwarteten Brennstoffeinkauf und Gasein- und -verkauf resultieren.

Fair Value Hedges

Fair Value Hedges dienen der Absicherung gegen das Risiko von Marktwertschwankungen. Die Ergebnisse aus den Sicherungsinstrumenten sind in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird.

Cashflow Hedges

Cashflow Hedges dienen der Absicherung gegen Risiken aus variablen Zahlungsströmen. Zur Begrenzung des Währungsrisikos werden insbesondere Zins-/Währungsswaps eingesetzt. Diese

Instrumente sichern Zahlungsströme aus verzinslichen langfristigen Finanzforderungen und -verbindlichkeiten sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährungen und in Euro durch Cashflow Hedge Accounting in der funktionalen Währung der jeweiligen Uniper-Gesellschaft.

Zur Begrenzung der Schwankungen zukünftiger Zahlungsströme aus dem Stromgeschäft aufgrund variabler Marktpreise werden Futures eingesetzt, für die ebenfalls Cashflow Hedge Accounting angewendet wird.

Zum 31. Dezember 2015 sind bestehende Grundgeschäfte in Cashflow Hedges mit Laufzeiten bis zu 8 Jahren (2014: bis zu 9 Jahren; 2013: bis zu 10 Jahren) im Fremdwährungsbereich einbezogen. Im Commodity-Bereich sind die geplanten Grundgeschäfte regulär ausgelaufen und hatten im Jahr 2013 noch eine Laufzeit bis zu einem Jahr. Die bisher im Other Comprehensive Income erfassten Effekte aus den Commodity Cashflow Hedges wurden im Geschäftsjahr 2014 letztmalig in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert. Neue Cashflow Hedges im Commodity-Bereich wurden nicht designiert.

Es ergaben sich keine ineffektiven Teile der Cashflow Hedges in den Jahren 2015, 2014 und 2013.

Nach den am Bilanzstichtag vorliegenden Informationen ergeben sich in den Folgeperioden die nachstehenden Effekte aus der Umgliederung des OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung:

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI¹⁾ in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2015

in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2016	2017	2018–2020	>2020
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	34	-8	-7	-14	-5
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	-88	9	9	21	49
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	—	—	—	—	—

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern.

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI¹⁾ in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2014

in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2015	2016	2017–2019	>2019
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	31	-2	-1	-4	-24
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	-106	8	9	22	67
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	—	—	—	—	—

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern.

Zeitpunkt der Umgliederung aus dem OCI¹⁾ in die Gewinn- und Verlustrechnung – 2013

in Mio €	Buchwerte	Erwartete Gewinne/Verluste			
		2014	2015	2016–2018	>2018
OCI – Fremdwährungs-Cashflow-Hedges	13	-3	-3	-1	-6
OCI – Zins-Cashflow-Hedges	-108	6	7	15	80
OCI – Commodity-Cashflow-Hedges	11	-11	—	—	—

1) OCI Other Comprehensive Income, Angaben vor Steuern.

Im OCI sind auch Effekte aus Cashflow Hedges erfasst, die im Rahmen der at equity Bewertung anteilig Berücksichtigung finden.

Die Ergebnisse aus der Umgliederung werden in der Regel in dem Posten der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesen, in dem auch das gesicherte Grundgeschäft abgebildet wird. Die Ergebnisse aus ineffektiven Teilen von Cashflow Hedges werden unter den sonstigen betrieblichen Erträgen beziehungsweise Aufwendungen erfasst. Die Fair Values der innerhalb von Cashflow Hedges designierten Sicherungsinstrumente betragen 47 Mio € (2014: 77 Mio €; 2013: 84 Mio €).

Im Jahr 2015 wurde ein Aufwand in Höhe von 11 Mio € (2014: Aufwand von 45 Mio €; 2013: Aufwand von 1 Mio €) dem Other Comprehensive Income zugeführt. Im gleichen Zeitraum wurde ein Ertrag in Höhe von 8 Mio € (2014: Ertrag von 11 Mio €; 2013: 0 Mio €) in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert.

Bewertung derivativer Finanzinstrumente

Der Fair Value derivativer Finanzinstrumente ist abhängig von der Entwicklung der zugrunde liegenden Marktfaktoren. Die jeweiligen Fair Values werden in regelmäßigen Abständen ermittelt und überwacht. Der für alle derivativen Finanzinstrumente ermittelte Fair Value ist der Preis, der beim Verkauf eines Vermögenswerts oder der Übertragung einer Schuld im Rahmen einer gewöhnlichen Transaktion am Bewertungsstichtag zwischen unabhängigen Marktteilnehmern gezahlt würde („Exit Price“). Uniper berücksichtigt hierbei ebenfalls das Kontrahentenausfallrisiko („Credit Value Adjustment“). Die Fair Values der derivativen Finanzinstrumente werden mit marktüblichen Bewertungsmethoden unter Berücksichtigung der am Bewertungsstichtag vorliegenden Marktdaten ermittelt.

Die der Bewertung der eingesetzten derivativen Finanzinstrumente zugrunde liegenden Bewertungsmethoden und Annahmen stellen sich wie folgt dar:

- Devisen-, Strom-, Gas-, Kohle- und Öltermingeschäfte und -swaps sowie emissionsrechtbezogene Derivate werden einzeln mit ihrem Terminkurs beziehungsweise -preis am Bilanzstichtag bewertet. Die Terminkurse beziehungsweise -preise basieren, soweit möglich, auf Marktnotierungen, gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Terminauf- und -abschlägen.
- Die Marktpreise von Strom- und Gasoptionen werden nach marktüblichen Bewertungsmethoden ermittelt. Caps, Floors und Collars werden anhand von Marktnotierungen oder auf der Grundlage von Optionspreismodellen bewertet.
- Termingeschäfte auf Aktien werden auf Basis des Börsenkurses der zugrunde liegenden Aktien unter Berücksichtigung von Zeitkomponenten bewertet.
- Börsennotierte Termingeschäfte und -optionen werden zum Bilanzstichtag einzeln mit den börsentäglich festgestellten Abrechnungspreisen bewertet, die von der jeweiligen Clearingstelle veröffentlicht werden. Gezahlte Initial Margins sind unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Während der Laufzeit erhaltene beziehungsweise gezahlte Variation Margins werden unter den sonstigen Verbindlichkeiten beziehungsweise sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen.
- Bestimmte langfristige Energiekontrakte werden, sofern Marktpreise fehlen, anhand von auf internen Fundamentaldaten beruhenden Bewertungsmodellen bewertet. Eine hypothetische Änderung der internen Bewertungsparameter zum Bilanzstichtag um ± 10 Prozent würde zu einer theoretischen Minderung der Marktwerte um 111 Mio € (2014: 50 Mio €; 2013: 164 Mio €) beziehungsweise zu einem Anstieg um 111 Mio € (2014: 48 Mio €; 2013: 181 Mio €) führen.

Zu Jahresbeginn war ein Aufwand von 13 Mio € (2014: Aufwand 25 Mio €; 2013: Aufwand 38 Mio €) aus der Zugangsbewertung von Derivaten abgegrenzt. Nach Realisierungen von Aufwand in Höhe von 17 Mio € (2014: Ertrag 11 Mio €; 2013: Ertrag 13 Mio €) ergab sich zum Jahresende ein abgegrenzter Aufwand von 30 Mio € (2014: Aufwand 13 Mio €; 2013: Aufwand 25 Mio €), der gemäß der Vertragserfüllung in den Folgeperioden wirksam wird.

Die beiden folgenden Tabellen enthalten sowohl Derivate, die im Hedge Accounting nach IAS 39 stehen, als auch Derivate, bei denen auf die Anwendung von Hedge Accounting verzichtet wird:

Gesamtvolumen der währungs-, zins- und aktienbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Devisentermingeschäfte	5.845,7	55,4	10.772,5	-27,8	14.174,4	-102,9
Sonstige Derivate	0,1	—	1,7	—	3,2	0,2
Summe	5.845,8	55,4	10.774,2	-27,8	14.177,6	-102,7

Gesamtvolumen der strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogenen Derivate

in Mio €	31. Dezember 2015		31. Dezember 2014		31. Dezember 2013	
	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value	Nominalwert	Fair Value
Stromtermingeschäfte	49.251,4	283,2	53.869,7	623,5	48.481,1	134,5
Börsengehandelte						
Stromtermingeschäfte	17.602,1	412,8	15.405,3	175,7	9.671,0	258,1
Stromswaps	2.458,0	76,2	3.937,9	71,1	4.701,0	138,8
Stromoptionen	141,1	-29,2	198,6	-29,2	148,6	-26,0
Gastermingeschäfte	36.019,0	870,6	41.390,6	917,9	30.508,6	506,3
Börsengehandelte						
Gastermingeschäfte	12.344,1	249,2	9.723,6	72,2	3.213,1	-5,0
Gasswaps	5.042,8	45,4	6.170,1	18,5	1.356,5	0,7
Gasoptionen	59,2	-15,2	68,3	19,1	15,9	-1,4
Kohletermin- und						
-swapgeschäfte	1.190,0	17,5	2.036,9	43,3	2.859,9	-42,0
Börsengehandelte						
Kohletermingeschäfte	12.953,3	-208,7	12.004,3	-296,4	10.849,0	-172,5
Ölbezogene Derivate	1.059,5	-38,2	9.953,9	-56,7	9.001,7	51,6
Börsengehandelte ölbezogene						
Derivate	439,8	-6,1	4.711,2	32,3	15.969,2	-13,7
Emissionsrechtbezogene						
Derivate	27,9	-8,2	48,9	-16,8	65,3	1,8
Börsengehandelte						
emissionsrechtbezogene						
Derivate	651,4	38,0	808,0	84,7	1.128,5	-157,5
Sonstige Derivate	105,6	32,6	79,3	18,1	97,9	16,4
Börsengehandelte sonstige						
Derivate	112,7	43,3	103,9	18,2	58,3	-6,2
Summe	139.457,9	1.763,2	160.510,5	1.695,5	138.125,6	683,9

(29) Zusätzliche Angaben zu Finanzinstrumenten

Die Buchwerte der Finanzinstrumente, die Aufteilung nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39, die Fair Values und deren Bewertungsquellen nach Klassen sind in folgender Tabelle dargestellt:

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2015

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 ¹⁾	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	369	369	AfS	369	67	142
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	11.388	11.388		11.388	92	146
<i>Forderungen aus Finanzierungsleasing</i>	238	238	n/a	238	92	146
<i>Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte</i>	11.150	11.150	LaR	11.150	—	—
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	27.772	26.399		26.399	6.464	9.337
<i>Forderungen aus Lieferungen und Leistungen</i>	8.564	8.564	LaR	8.564	—	—
<i>Derivate ohne Hedging- Beziehungen</i>	16.119	16.119	HfT	16.119	6.464	9.290
<i>Derivate mit Hedging- Beziehungen</i>	47	47	n/a	47	—	47
<i>Sonstige betriebliche Vermögenswerte</i>	3.042	1.669	LaR	1.669	—	—
Wertpapiere und Festgeldanlagen	249	249	AfS	249	249	—
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	299	299	AfS	299	266	33
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1	1	AfS	1	1	—
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	228	197	AfS	197	—	197
Summe Vermögenswerte	40.306	38.902		38.902	7.139	9.855
Finanzverbindlichkeiten	12.847	12.322		12.568	12	134
<i>Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten</i>	134	134	AmC	134	—	134
<i>Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing</i>	491	491	n/a	737	—	—
<i>Sonstige Finanzverbindlichkeiten</i>	12.222	11.697	AmC	11.697	12	—
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	24.423	22.954		22.954	5.928	8.414
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen</i>	1.599	1.599	AmC	1.599	—	—
<i>Derivate ohne Hedging- Beziehungen</i>	14.348	14.348	HfT	14.348	5.928	8.414
<i>Derivate mit Hedging- Beziehungen</i>		—	n/a	—	—	—
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32²⁾</i>	102	102	AmC	102	—	—
<i>Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten</i>	8.374	6.905	AmC	6.905	—	—
Summe Verbindlichkeiten	37.270	35.276		35.522	5.940	8.548

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 3 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 24).

Für die Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente sowie für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gelten aufgrund der kurzen Restlaufzeit die Buchwerte als realistische Schätzung ihrer Fair Values.

Soweit sich der Wert für ein Finanzinstrument ohne erforderliche Anpassung aus einem aktiven Markt herleiten lässt, wird dieser Wert verwendet. Dies betrifft beispielsweise gehaltene Aktien.

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2014

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwen- dungsbe- reich des IFRS 7	Bewer- tungs- kategorien gemäß IAS 39 ¹⁾	Fair Value	Anhand von Börsen- kursen ermittelt	Von Markt- werten abgeleitet
Beteiligungen	743	743	AfS	743	32	71
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	15.579	14.431		14.721	99	152
<i>Forderungen aus</i>						
<i>Finanzierungsleasing</i>	251	251	n/a	251	99	152
<i>Sonstige Finanzforderungen und</i> <i>finanzielle Vermögenswerte</i>	15.328	14.180	LaR	14.470	—	—
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	26.363	25.679		25.679	6.154	7.093
<i>Forderungen aus Lieferungen und</i> <i>Leistungen</i>	10.173	10.173	LaR	10.173	—	—
<i>Derivate ohne Hedging-</i> <i>Beziehungen</i>	13.631	13.631	HfT	13.631	6.154	7.016
<i>Derivate mit Hedging-</i> <i>Beziehungen</i>	77	77	n/a	77	—	77
<i>Sonstige betriebliche</i> <i>Vermögenswerte</i>	2.482	1.798	LaR	1.798	—	—
Wertpapiere und Festgeldanlagen	256	256	AfS	256	147	109
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	340	340	AfS	340	292	48
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	—	—	AfS	—	—	—
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	2	2	AfS	2	—	2
Summe Vermögenswerte	43.283	41.451		41.741	6.724	7.475
Finanzverbindlichkeiten	13.336	13.153		13.309	41	148
<i>Verbindlichkeiten gegenüber</i> <i>Kreditinstituten</i>	148	148	AmC	148	—	148
<i>Verbindlichkeiten</i> <i>Finanzierungsleasing</i>	516	487	n/a	851	—	—
<i>Sonstige</i> <i>Finanzverbindlichkeiten</i>	12.672	12.518	AmC	12.310	41	—
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	24.023	22.967		22.967	6.155	5.866
<i>Verbindlichkeiten aus Lieferungen</i> <i>und Leistungen</i>	2.178	2.178	AmC	2.178	—	—
<i>Derivate ohne Hedging-</i> <i>Beziehungen</i>	12.041	12.041	HfT	12.041	6.155	5.866
<i>Derivate mit Hedging-</i> <i>Beziehungen</i>	—	—	n/a	—	—	—
<i>Verbindlichkeiten Put-Optionen</i> <i>nach IAS 32²⁾</i>	104	104	AmC	104	—	—
<i>Sonstige betriebliche</i> <i>Verbindlichkeiten</i>	9.700	8.644	AmC	8.644	—	—
Summe Verbindlichkeiten	37.359	36.120		36.276	6.196	6.014

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 3 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 24).

Der Fair Value von Anteilen an nicht börsennotierten Gesellschaften sowie nicht aktiv gehandelten Finanzverbindlichkeiten wird durch Diskontierung der zukünftigen Cashflows ermittelt. Die gegebenenfalls notwendige Diskontierung erfolgt anhand der aktuellen marktüblichen Zinsen über die Restlaufzeit der Finanzinstrumente. Die Beteiligungen, bei denen auf eine Bewertung zum Fair Value aufgrund nicht verlässlich ermittelbarer Cashflows verzichtet wurde, sind im Vergleich zur Gesamtposition der Uniper-Gruppe unwesentlich.

Der Fair Value von Geldaufnahmen im Rahmen kurzfristiger Kreditfazilitäten sowie der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen wird wegen der kurzen Laufzeiten in Höhe des Buchwerts angesetzt. Zur Fair-Value-Ermittlung von derivativen Finanzinstrumenten wird auf Textziffer 28 verwiesen.

Buchwerte, Fair Values und Bewertungskategorien nach Klassen im Anwendungsbereich des IFRS 7 zum 31. Dezember 2013

in Mio €	Buchwerte	Summe Buchwerte im Anwendungsbereich des IFRS 7	Bewertungskategorien gemäß IAS 39 ¹⁾	Fair Value	Anhand von Börsenkursen ermittelt	Von Marktwerten abgeleitet
Beteiligungen	1.127	1.127	AfS	1.127	72	77
Finanzforderungen und sonstige finanzielle Vermögenswerte	14.103	13.073		13.314	106	156
Forderungen aus Finanzierungsleasing	262	262	n/a	262	106	156
Sonstige Finanzforderungen und finanzielle Vermögenswerte	13.841	12.811	LaR	13.052	—	—
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte	20.711	19.309		19.309	1.835	3.911
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	12.488	12.488	LaR	12.488	—	—
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	5.889	5.889	HfT	5.889	1.835	3.827
Derivate mit Hedging-Beziehungen	84	84	n/a	84	—	84
Sonstige betriebliche Vermögenswerte	2.250	848	LaR	848	—	—
Wertpapiere und Festgeldanlagen	523	523	AfS	523	523	—
Zahlungsmittel und Zahlungsmitteläquivalente	551	551	AfS	551	517	34
Zahlungsmittel, die einer Verfügungsbeschränkung unterliegen	1	1	AfS	1	1	—
Zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte	98	98	AfS	98	—	98
Summe Vermögenswerte	37.114	34.682		34.923	3.054	4.276
Finanzverbindlichkeiten	13.694	13.657		13.928	—	164
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	164	164	AmC	164	—	164
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	646	616	n/a	953	—	—
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	12.884	12.877	AmC	12.811	—	—
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	20.051	18.887		18.887	1.909	3.378
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.717	3.717	AmC	3.717	—	—
Derivate ohne Hedging-Beziehungen	5.391	5.391	HfT	5.391	1.909	3.378
Derivate mit Hedging-Beziehungen	—	—	n/a	—	—	—
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32 ²⁾	112	112	AmC	112	—	—
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	10.831	9.667	AmC	9.667	—	—
Summe Verbindlichkeiten	33.745	32.544		32.815	1.909	3.542

1) AfS: Available-for-Sale; LaR: Loans and Receivables; HfT: Held-for-Trading; AmC: Amortized Cost. Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf Textziffer 3 verwiesen, wobei sich die Beträge aus den eigenen Bewertungsmethoden (Fair-Value-Stufe 3), aus der Differenz zwischen Fair Value und den aufgeführten Bewertungskategorien, ergeben.

2) Die Verbindlichkeiten aus Put-Optionen beinhalten Stillhalterverpflichtungen und Anteile ohne beherrschenden Einfluss an vollkonsolidierten Personengesellschaften (siehe Textziffer 24).

Im Geschäftsjahr 2015 gab es keine wesentlichen Umgliederungen zwischen den Bewertungsleveln der Stufe 1 und der Stufe 2. Uniper prüft zum Ende jeder Berichtsperiode, ob es einen Anlass zu einer Umgruppierung in oder aus einem Bewertungslevel gibt.

Die Eingangsparameter der Fair-Value-Stufe 3 bei Unternehmensbeteiligungen werden unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen Entwicklungen und verfügbaren Branchen- und Unternehmensdaten festgelegt (siehe auch Textziffer 3). In diesem Geschäftsjahr wurden keine Beteiligungen in die Fair-Value-Stufe 3 umgegliedert und aus der Stufe 3 in die Stufe 2 umgegliedert. Die Überleitung der durch Bewertungsmethoden ermittelten Fair Values für Finanzinstrumente, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, wird in der folgenden Tabelle dargestellt:

Herleitung Fair-Value-Stufe 3 (durch Bewertungsmethoden ermittelt)

<u>in Mio €</u>	<u>Beteili- gungen</u>	<u>Derivative Finanzins- trumente</u>	<u>Summe</u>
Stand zum 1. Januar 2013	697	99	796
Käufe (inklusive Zugängen)	1	37	38
Verkäufe (inklusive Abgängen)	-2	-26	-28
Abwicklung	—	—	—
Gewinne/Verluste in der GuV	-9	13	4
Umgliederungen in Stufe 3	—	—	—
Umgliederungen aus Stufe 3	—	—	—
Gewinne/Verluste im OCI	291	—	291
Stand zum 31. Dezember 2013	978	123	1.101
Käufe (inklusive Zugängen)	—	—	—
Verkäufe (inklusive Abgängen)	—	249	249
Abwicklung	—	69	69
Gewinne/Verluste in der GuV	1	—	1
Umgliederungen in Stufe 3	—	—	—
Umgliederungen aus Stufe 3	—	—	—
Gewinne/Verluste im OCI	-339	—	-339
Stand zum 31. Dezember 2014	640	441	1.081
Käufe (inklusive Zugängen)	11	4	15
Verkäufe (inklusive Abgängen)	-81	—	-81
Abwicklung	—	—	—
Gewinne/Verluste in der GuV	30	-86	-56
Umgliederungen in Stufe 3	—	—	—
Umgliederungen aus Stufe 3	—	—	—
Gewinne/Verluste im OCI	-440	—	-440
Stand zum 31. Dezember 2015	160	359	519

Der Umfang der bilanziellen Aufrechnung von finanziellen Vermögenswerten, die Gegenstand von Aufrechnungsvereinbarungen sind, wird in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2015

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechner- ter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.564	—	8.564	3.982	—	4.582
Zins- und Währungsderivate ..	155	—	155	—	—	155
Commodity-Derivate	16.011	—	16.011	6.213	478	9.320
Summe	24.730	0	24.730	10.195	478	14.057
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate ..	100	—	100	—	—	100
Commodity-Derivate	14.248	—	14.248	6.213	426	7.609
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	8.374	—	8.374	3.982	—	4.392
Summe	22.722	0	22.722	10.195	426	12.101

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2014

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechner- ter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs- betrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	10.173	—	10.173	4.300	—	5.873
Zins- und Währungsderivate ..	269	—	269	—	—	269
Commodity-Derivate	13.439	—	13.439	4.195	121	9.123
Summe	23.881	0	23.881	8.495	121	15.265
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate ..	296	—	296	—	—	296
Commodity-Derivate	11.745	—	11.745	4.195	328	7.222
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	9.700	—	9.700	4.300	—	5.400
Summe	21.741	0	21.741	8.495	328	12.918

Aufrechnungsvereinbarung finanzieller Vermögenswerte und Verbindlichkeiten zum 31. Dezember 2013

in Mio €	Bruttobetrag	Verrechner-ter Betrag	Bilanzwert	Bedingter Saldierungs-betrag (Netting Agreements)	Erhaltene/ Gegebene finanzielle Sicherheit	Nettowert
Finanzielle Vermögenswerte						
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	12.488	—	12.488	3.664	—	8.824
Zins- und Währungsderivate	185	—	185	—	—	185
Commodity-Derivate	5.788	—	5.788	1.920	7	3.861
Summe	18.461	0	18.461	5.584	7	12.870
Finanzielle Verbindlichkeiten						
Zins- und Währungsderivate	288	—	288	—	—	288
Commodity-Derivate	5.103	—	5.103	1.920	468	2.715
Sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	10.831	—	10.831	3.664	—	7.167
Summe	16.222	0	16.222	5.584	468	10.170

Transaktionen und Geschäftsbeziehungen, aus denen die dargestellten derivativen finanziellen Forderungen und finanziellen Verbindlichkeiten resultieren, werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, die im Falle einer Insolvenz eines Geschäftspartners eine Aufrechnung der offenen Transaktionen („Netting“) ermöglichen.

Die Aufrechnungsvereinbarungen beruhen beispielsweise auf Nettingvereinbarungen in Rahmenverträgen wie ISDA („International Swaps and Derivatives Association“), DRV („Deutscher Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte“), EFET („European Federation of Energy Traders“) und FEMA („Financial Energy Master Agreement“). Bei Commodity-Derivaten wird die Aufrechnungsmöglichkeit nicht bilanziell abgebildet, da die rechtliche Durchsetzbarkeit der Aufrechnungsvereinbarungen länderspezifisch bedingt ist. Zum 31. Dezember 2015 sind sonstige finanzielle Vermögenswerte in Höhe von 426 Mio € (2014: 328 Mio €; 2013: 468 Mio €) als Sicherheiten hinterlegt.

In den nachfolgenden Tabellen sind die vertraglich vereinbarten (undiskontierten) Mittelabflüsse der Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7 dargestellt:

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2015

in Mio €	Mittel-abflüsse 2016	Mittel-abflüsse 2017	Mittel-abflüsse 2018-2020	Mittel-abflüsse ab 2021
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	21	31	61	35
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	52	69	135	1.098
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	11.789	67	62	1.872
Finanzgarantien	—	—	—	—
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	11.862	167	258	3.005
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	1.599	—	—	—
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	33.798	11.708	7.663	—
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	102	—	—	—
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	7.128	—	—	—
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	42.627	11.708	7.663	0
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	54.489	11.875	7.921	3.005

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2014

in Mio €	Mittel- abflüsse 2015	Mittel- abflüsse 2016	Mittel- abflüsse 2017-2019	Mittel- abflüsse ab 2020
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	28	29	70	38
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	53	72	141	1.117
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	7.955	845	1.987	1.941
Finanzgarantien	79	—	—	—
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	8.115	946	2.198	3.096
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.178	—	—	—
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	38.630	12.736	2.527	—
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	17	—	—	101
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	8.464	9	3	175
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	49.289	12.745	2.530	276
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	57.404	13.691	4.728	3.372

Cashflow-Analyse zum 31. Dezember 2013

in Mio €	Mittel- abflüsse 2014	Mittel- abflüsse 2015	Mittel- abflüsse 2016-2018	Mittel- abflüsse ab 2019
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	57	37	41	48
Verbindlichkeiten Finanzierungsleasing	65	102	157	1.517
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	8.338	786	2.194	1.907
Finanzgarantien	449	—	—	—
Mittelabflüsse Finanzverbindlichkeiten	8.909	925	2.392	3.472
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	3.717	—	—	—
Derivate (mit/ohne Hedging-Beziehungen)	22.767	5.010	1.575	175
Verbindlichkeiten Put-Optionen nach IAS 32	3	—	—	109
Übrige betriebliche Verbindlichkeiten	9.106	20	22	115
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstige betriebliche Verbindlichkeiten	35.593	5.030	1.597	399
Mittelabflüsse Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich des IFRS 7	44.502	5.955	3.989	3.871

Finanzgarantien wurden im Geschäftsjahr 2015 nicht gegeben, jedoch im Geschäftsjahr 2014 in einem Nominalvolumen von 79 Mio € (2013: 449 Mio €) an Gesellschaften außerhalb der Uniper-Gruppe. Dies stellt den Maximalbetrag dar, den Uniper begleichen müsste, wenn die Garantien in Anspruch genommen würden, wobei als Buchwert zum 31. Dezember 2014 3,1 Mio € beziehungsweise zum 31. Dezember 2013 22,5 Mio € angesetzt wurden.

Sofern finanzielle Verbindlichkeiten mit einem variablen Zinssatz ausgestattet sind, wurden zur Ermittlung der zukünftigen Zinszahlungen die am Bilanzstichtag fixierten Zinssätze auch für die folgenden Perioden verwendet. Sofern finanzielle Verbindlichkeiten jederzeit gekündigt werden können, werden diese, wie Verbindlichkeiten aus jederzeit ausübbarer Put-Optionen, dem frühesten Laufzeitband zugeordnet.

Bei brutto erfüllten Derivaten (in der Regel Währungsderivate und Commodity-Derivate) stehen den Auszahlungen korrespondierende Mittel- beziehungsweise Wareneinzufüsse gegenüber.

Das Nettoergebnis der Finanzinstrumente nach Bewertungskategorien gemäß IAS 39 stellt sich wie folgt dar:

Nettoergebnis nach Bewertungskategorien¹⁾

in Mio €	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Loans and Receivables	-260	122	90
Available-for-Sale	302	237	92
Held-for-Trading	-1.269	1.212	318
Amortized Cost	-158	-157	-135
Summe	-1.385	1.414	365

1) Zur Beschreibung der Bewertungskategorien wird auf die Textziffer 3 verwiesen.

Das Nettoergebnis der Bewertungskategorie Loans and Receivables umfasst neben Zinserträgen und -aufwendungen aus Finanzforderungen im Wesentlichen Wertberichtigungen auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen. Die Gewinne und Verluste aus der Veräußerung von Available-for-Sale-Wertpapieren und -Beteiligungen werden in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen ausgewiesen.

Das Nettoergebnis der Kategorie Amortized Cost ergibt sich im Wesentlichen aus den Zinsen der Finanzverbindlichkeiten, reduziert um die aktivierten Bauzeitzinsen.

Sowohl Marktwertänderungen aus den derivativen Finanzinstrumenten als auch die Erträge und Aufwendungen aus der Realisierung sind im Nettoergebnis der Bewertungskategorie Held-for-Trading enthalten. Die Veränderung wird vor allem durch die Marktbewertung von Commodity-Derivaten und realisierten Ergebnissen aus Währungsderivaten beeinflusst.

Risikomanagement

Grundsätze

Die Steuerung der Risiken und der Finanzierungsaktivitäten wurde in den betreffenden Berichtsperioden durch die E.ON SE ausgeübt. Die Abläufe, Verantwortlichkeiten und Maßnahmen im Rahmen des Finanz- und Risikomanagements erfolgten entsprechend den E.ON-Konzernrichtlinien. Die Uniper-Einheiten haben darüber hinaus eigene Richtlinien entwickelt, die sich im Rahmen der E.ON-Konzernrichtlinien bewegen. Um ein effizientes Risikomanagement zu gewährleisten, sind die Aufgabengebiete rund um den Handel (Front Office), die Risikosteuerung und -berichterstattung sowohl im Zins-/Währungsbereich als auch im Commodity-Bereich sowie die Finanzentwicklung (Middle Office) organisatorisch als voneinander unabhängige Einheiten aufgebaut.

Im Finanzbereich basieren Treasury, Risikomanagement und Berichterstattung auf einer voll integrierten Standard-IT-Lösung, die fortlaufend aktualisiert wird. Das System dient unter anderem als Datenbasis für die Analyse und Überwachung von Risiken in den Bereichen Liquidität, Fremdwährungen und Zinsen. Im Commodity-Bereich werden in den Einheiten etablierte Systeme eingesetzt. Die Überwachung und Steuerung von Kreditrisiken im E.ON-Konzern, in die auch die Uniper-Gruppe eingebunden ist, erfolgen auf Basis der konzernweiten Richtlinie, unterstützt durch eine konzernweit einheitliche Software.

Gesonderte Risikogremien sind für die Sicherstellung und Weiterentwicklung der durch den Vorstand der E.ON SE beschlossenen Strategie zur Risikopolitik im Commodity-, Treasury- und Kreditrisikobereich verantwortlich.

1. Liquiditätsmanagement

In den betreffenden Berichtsperioden 2015, 2014 und 2013 war Uniper in das Liquiditätsmanagement des E.ON-Konzerns eingebunden. Wesentliche Ziele des Liquiditätsmanagements sind die jederzeitige Sicherstellung der Zahlungsfähigkeit, die rechtzeitige Erfüllung vertraglicher Zahlungsverpflichtungen sowie die Kostenoptimierung im E.ON-Konzern.

Das Cash Pooling und die externen Finanzierungen sind weitgehend auf die E.ON SE und bestimmte E.ON-Finanzierungsgesellschaften zentralisiert. Die Mittel werden, basierend auf einer Inhouse-Banking-Lösung, bedarfsgerecht den Konzernunternehmen, zu denen auch die Uniper-Gesellschaften zählen, zur Verfügung gestellt.

Der Finanzbedarf der E.ON-Konzerngesellschaften wird auf Basis von kurz- und mittelfristigen Liquiditätsplanungen ermittelt. Die Finanzierung des E.ON-Konzerns wird auf Basis des geplanten Finanzbedarfs/-überschusses vorausschauend zentral gesteuert und umgesetzt. In die Betrachtung einbezogen werden unter anderem der operative Cashflow, Investitionen, Desinvestitionen, Margin-Zahlungen und die Fälligkeit von Finanzverbindlichkeiten.

2. Marktrisiken

Im Rahmen der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit ist die Uniper-Gruppe in den betreffenden Berichtsperioden als Teil des E.ON-Konzerns Preisänderungsrisiken im Fremdwährungs-, Zins- und Commodity-Bereich ausgesetzt. Aus diesen Risiken resultieren Ergebnis-, Eigenkapital-, Verschuldungs- und Cashflow-Schwankungen, zu deren Begrenzung der E.ON-Konzern Risikominderungsstrategien entwickelt hat, in die auch die Uniper-Gruppe eingebunden ist. Finanzderivate kommen zur Risikominderung und Ergebnisoptimierung zum Einsatz.

Risikomanagement im Fremdwährungsbereich

Uniper ist in das Fremdwährungsrisikomanagementsystem des E.ON-Konzerns eingebunden. Die E.ON SE übernimmt die Steuerung der Währungsrisiken des E.ON-Konzerns inklusive der Uniper-Gesellschaften.

Aufgrund der Beteiligung an geschäftlichen Aktivitäten außerhalb des Euro-Währungsraums entstehen in der Uniper-Gruppe Translationsrisiken. Durch Wechselkursschwankungen ergeben sich bilanzielle Effekte aus der Umrechnung der Kombinierten Bilanz- und GuV-Positionen der ausländischen Uniper-Gesellschaften im Kombinierten Abschluss. Die Absicherung von Translationsrisiken erfolgt durch Verschuldung in der entsprechenden lokalen Währung, die gegebenenfalls auch Gesellschafterdarlehen in Fremdwährung beinhaltet. Darüber hinaus werden bei Bedarf derivative und originäre Finanzinstrumente eingesetzt. Die Translationsrisiken der Uniper-Gruppe werden regelmäßig überprüft und der Sicherungsgrad wird gegebenenfalls angepasst. Maßgrößen sind hierbei der jeweilige Debt Factor sowie der Unternehmenswert in der Fremdwährung.

Für die Uniper-Gruppe bestehen zusätzlich operative und finanzielle Transaktionsrisiken aus Fremdwährungstransaktionen. Diese Risiken ergeben sich für die Uniper-Gesellschaften insbesondere durch den physischen und finanziellen Handel von Commodities, Beziehungen innerhalb der Uniper-Gruppe sowie Investitionsvorhaben in Fremdwährung. Die Uniper-Gesellschaften sind für die Steuerung der operativen Währungsrisiken verantwortlich. Die E.ON SE übernimmt die Gesamtkoordination der Absicherungsmaßnahmen der Gesellschaften und setzt bei Bedarf externe derivative Finanzinstrumente ein.

Finanzielle Transaktionsrisiken ergeben sich aus Zahlungen, die aus finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten entstehen. Sie resultieren sowohl aus externen Finanzierungen in verschiedenen Fremdwährungen als auch aus Gesellschafterdarlehen innerhalb der Uniper-Gruppe in Fremdwährung.

Der Ein-Tages-Value-at-Risk (99 Prozent Konfidenz) aus der Währungsumrechnung von Geldanlagen und -aufnahmen in Fremdwährung zuzüglich der Fremdwährungsderivate betrug zum 31. Dezember 2015 27,5 Mio € (2014: 35,7 Mio €; 2013: 33,0 Mio €) und resultiert im Wesentlichen aus den Positionen in US-Dollar, Schwedischen Kronen, Britischen Pfund und Russischen Rubeln.

Risikomanagement im Zinsbereich

Aus variabel verzinslichen Finanzverbindlichkeiten ist Uniper Ergebnisrisiken ausgesetzt. Bei den festverzinslichen Positionen, die zum beizulegenden Zeitwert bilanziert werden, führt eine Schwankung des Marktzinsniveaus zu einem Bilanzrisiko. Die Uniper-Gesellschaften finanzieren sich im Wesentlichen über das Cash Pooling des E.ON-Konzerns. Die Verzinsung des Cash Pool-Salden erfolgt zu marktgerechten Konditionen (laufzeit- und währungsspezifische Zinssätze). Einzelne Uniper-Gesellschaften, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cash Pooling des E.ON-Konzerns einbezogen sind, finanzieren sich eigenständig oder legen ihre Liquiditätsüberschüsse bei führenden lokalen Banken an.

Eine Sensitivitätsanalyse für das kurzfristig und variabel verzinsliche Fremdkapital unter Berücksichtigung sowohl des Zins- als auch des Währungsrisikos hat ergeben, dass eine Veränderung des Zinsniveaus um +/- 1 Prozentpunkt (über alle Währungen) die Zinsbelastung im Folgejahr um 24 Mio € erhöhen beziehungsweise verringern würde (2014: 0 Mio €; 2013: 0 Mio €).

Risikomanagement im Commodity-Bereich

Die physischen Anlagen, die Langfristverträge und die Verträge mit Großkunden des Uniper-Portfolios sind aufgrund schwankender Preise von Commodities erheblichen Risiken ausgesetzt. Die Marktpreisrisiken treten für Uniper in den folgenden Commodity-Bereichen auf: Strom, Gas, Kohle, Fracht, Erdölprodukte, flüssiges Erdgas und Emissionszertifikate.

Wesentliche Grundlage des Risikomanagementsystems ist die im E.ON-Konzern gültige Richtlinie für den Umgang mit Commodity-Risiken und operativen Prozessen in den Einheiten. Dort sind die Risikokontrollgrundsätze für das Risikomanagement im Commodity-Bereich, Mindestanforderungen, klare Führungs- und operative Verantwortlichkeiten festgelegt.

Die Uniper-Gruppe ist in das Risikomanagementsystem im Commodity-Bereich des E.ON-Konzerns eingebunden, das zur Reduktion von Volatilität des Ergebnisses und der Zahlungsströme entwickelt wurde. Ziel des Risikomanagements für den Commodity-Bereich ist es, durch physische und finanzielle Transaktionen den Wert des Portfolios zu optimieren und gleichzeitig die potenziellen negativen Abweichungen vom angestrebten EBITDA zu reduzieren.

Das maximal zulässige Risiko aus Commodities wurde vom E.ON-Konzernvorstand zentral festgelegt und in Abstimmung mit den Einheiten in eine dezentrale Limitstruktur über einen Planungshorizont von drei Jahren überführt. Vor der Festlegung der Limite werden die geplanten Investitionsvorhaben und alle sonstigen bekannten Verpflichtungen und quantifizierbaren Risiken berücksichtigt. Das fortlaufende Risikocontrolling und -reporting wird zentral durch den Risikoausschuss gesteuert und operativ im Rahmen der „Chief Risk Officer“-Funktion unabhängig vom Handelsgeschäft durchgeführt. Der Berichtsprozess unterliegt einem System interner Kontrollen, das den geltenden Industrienormen des Risikomanagements folgt.

Risiken aus offenen Commodity-Positionen werden über den Profit-at-Risk („PaR“) unter Berücksichtigung der Höhe der offenen Positionen, der Preise, der Preisvolatilität und der zugrunde liegenden Liquidität auf den jeweiligen Märkten quantifiziert. Der Profit-at-Risk spiegelt die potenzielle negative Wertänderung der offenen Position wider, die mit einer 95-prozentigen Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird, unter der Annahme, dass die Position im Rahmen der Marktliquidität schnellstmöglich geschlossen wird.

Monatlich findet eine aggregierte Berichterstattung über die konzernweite Entwicklung der offenen Positionen und anderen Risiken aus dem Commodity-Bereich an das Risikokomitee des E.ON-Konzerns statt.

Basierend auf dem gegenwärtigen Uniper-Portfolio, beträgt der Profit-at-Risk für die gehaltenen finanziellen und physischen Commodity-Positionen über einen Planungshorizont von drei Jahren zum 31. Dezember 2015 982 Mio € (2014: 998 Mio €; 2013: 1.117 Mio €).

Die Uniper-Gruppe hielt zum 31. Dezember 2015 strom-, gas-, kohle-, öl- und emissionsrechtbezogene Derivate mit einem Nennwert von 139.458 Mio € (2014: 160.511 Mio €; 2013: 138.126 Mio €).

Das dargestellte Commodity-Risikomanagement entspricht der internen Berichterstattung an das E.ON-Management und umfasst ebenfalls die Finanzinstrumente im Anwendungsbereich des IFRS 7.

3. Kreditrisiken

Uniper ist aufgrund ihrer operativen Geschäftstätigkeit sowie durch den Einsatz von Finanzinstrumenten Kreditrisiken ausgesetzt. Kreditrisiken resultieren aus der Nicht- oder Teilerfüllung bestehender Forderungen durch die Geschäftspartner und aus Wiedereindeckungsrisiken bei schwebenden Geschäften. Die Überwachung und Steuerung der Kreditrisiken erfolgen entsprechend den Vorgaben des E.ON-Konzerns zum Kreditrisikomanagement, die die Identifikation und Bewertung von Kreditrisiken umfassen und denen die Uniper in den Berichtsperioden unterlag.

Wesentliche Kreditrisiken bestehen für die Uniper-Gruppe aus der Einbindung in den E.ON-Konzern.

Kreditrisikomanagement

Um Kreditrisiken aus der operativen Geschäftstätigkeit sowie dem Einsatz von Finanzinstrumenten zu minimieren, werden Transaktionen nur mit Geschäftspartnern geschlossen, die

die internen Mindestanforderungen erfüllen. Auf Basis von internen und externen (sofern verfügbar) Bonitätseinstufungen der Geschäftspartner werden Limite für das maximale Kreditrisiko vergeben. Der Prozess der Limitvergabe und -überwachung erfolgt dabei im Rahmen von Mindestvorgaben, basierend auf den von E.ON implementierten Kreditrisikogrundsätzen. Nicht voll umfassend in diesem Prozess enthalten sind Langfristverträge des operativen Geschäfts. Diese werden auf Ebene der zuständigen Einheiten gesondert überwacht.

Grundsätzlich sind die jeweiligen Uniper-Gesellschaften für das Kreditrisikomanagement des operativen Geschäfts verantwortlich. In Abhängigkeit von der Art der Geschäftstätigkeit und der Höhe des Kreditrisikos findet eine ergänzende Überwachung und Steuerung des Kreditrisikos sowohl durch die Einheiten als auch durch die E.ON-Konzernleitung statt. Das Risikokomitee wird monatlich über die Summe der vergebenen Kreditlimite sowie deren Auslastung informiert. Eine intensive, standardisierte Überwachung von quantitativen und qualitativen Frühwarnindikatoren sowie ein regelmäßiges Monitoring der Bonität von Geschäftspartnern versetzen das Kreditrisikomanagement in die Lage, frühzeitig risikominimierend zu agieren.

Soweit möglich, werden im Rahmen des Kreditrisikomanagements mit Geschäftspartnern Sicherheiten zur Minderung des Kreditrisikos verhandelt. Als Sicherheiten werden Garantien der jeweiligen Mutterunternehmen oder der Nachweis von Gewinnabführungsverträgen in Verbindung mit Patronatserklärungen („Letter of Awareness“) akzeptiert. Darüber hinaus werden auch Bankgarantien beziehungsweise -bürgschaften und die Hinterlegung von Barmitteln und Wertpapieren als Sicherheiten zur Reduzierung des Kreditrisikos eingefordert. Im Rahmen der Risikosteuerung wurden Sicherheiten in Höhe von 5.865 Mio € (2014: 6.537 Mio €; 2013: 5.144 Mio €) akzeptiert.

Zur Höhe und den Hintergründen der als Sicherheiten erhaltenen finanziellen Vermögenswerte wird auf die Textziffer 17 verwiesen.

Derivative Finanzinstrumente werden im Allgemeinen auf der Grundlage von Standardverträgen abgeschlossen, bei denen eine Aufrechnung (Netting) aller offenen Transaktionen mit den Geschäftspartnern prinzipiell vereinbart werden kann. Zur weiteren Reduzierung des Kreditrisikos werden mit ausgewählten Geschäftspartnern bilaterale Margining-Vereinbarungen getroffen. Das aus bilateralen Margining-Vereinbarungen und Börsenclearing resultierende Verschuldungs- und Liquiditätsrisiko wird limitiert.

Bei mit Börsen abgeschlossenen Termin- und Optionskontrakten sowie bei börsengehandelten emissionsrechtbezogenen Derivaten mit einem Nominalwert von insgesamt 44.103 Mio € (2014: 42.756 Mio €; 2013: 40.889 Mio €) bestehen zum Bilanzstichtag keine Kreditrisiken. Für die übrigen Finanzinstrumente entspricht das maximale Ausfallrisiko ihren Buchwerten.

In der Uniper-Gruppe erfolgt die Anlage liquider Mittel grundsätzlich bei Kontrahenten mit guter Bonität. Uniper-Gesellschaften, die aufgrund rechtlicher Beschränkungen nicht in das Cash Pooling des E.ON-Konzerns eingebunden sind, legen Gelder bei führenden lokalen Banken an. Neben der standardisierten Bonitätsprüfung und Limit-Herleitung werden die CDS- („Credit-Default-Swaps“-) Level der Banken sowie anderer wesentlicher Geschäftspartner täglich überwacht.

(30) Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen

Die Uniper-Gruppe unterhält Geschäftsbeziehungen mit der E.ON SE sowie E.ON-Konzerngesellschaften.

Die E.ON-Konzerngesellschaften umfassen unmittelbare und mittelbare Tochtergesellschaften der E.ON SE.

Transaktionen mit at equity bewerteten assoziierten Unternehmen der Uniper-Gruppe und deren Tochtergesellschaften sowie Gemeinschaftsunternehmen der Uniper-Gruppe werden gesondert dargestellt.

Transaktionen mit at equity bewerteten assoziierten Unternehmen des E.ON-Konzerns und deren Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen des E.ON-Konzerns und zum Fair Value bilanzierten Beteiligungen sowie nicht vollkonsolidierten Tochterunternehmen des E.ON-Konzerns und der Uniper-Gruppe werden als Transaktionen mit sonstigen nahestehenden Unternehmen dargestellt. Ihr Anteil am Umfang der im nachfolgenden Kapitel genannten Transaktionen ist insgesamt von untergeordneter Bedeutung.

In den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 ergaben sich insbesondere die folgenden Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen und Personen.

Transaktionen im Rahmen der legalen Reorganisation der Uniper-Gruppe

Im Rahmen der legalen Reorganisation wurden zahlreiche gesellschaftsrechtliche Umstrukturierungen vorgenommen. Unter anderem wurden folgende wesentlichen Transaktionen im Geschäftsjahr 2015 vollzogen:

- Erwerb von 100 Prozent der Anteile an der Uniper Global Commodities SE, Düsseldorf, Deutschland, von der E.ON Beteiligungen GmbH (Sachgesamtheitsausgliederung) zum unter dem Zeitwert liegenden Buchwert von 5.425 Mio €.
- Erwerb von 100 Prozent der Anteile an der Uniper Exploration & Production GmbH, Düsseldorf, Deutschland, von der E.ON Ruhrgas Portfolio GmbH zum Zeitwert von 2.337 Mio €. Zum Erwerb der 100 Prozent der Anteile an der Uniper Exploration & Production GmbH leistete die E.ON SE eine Einzahlung in die Kapitalrücklage der Uniper Beteiligungs GmbH in Höhe des Kaufpreises.
- Erwerb (Sacheinlage) von 100 Prozent der Anteile an der Uniper Trend s.r.o., České Budějovice, Tschechische Republik, von der E.ON SE zu einem Zeitwert in Höhe von 4.419 Mio €.
- Ende 2015 wurden Grundstücke von E.ON auf die Uniper-Gruppe übertragen. Für diese bisher durch Uniper beziehungsweise für Geschäftsaktivitäten von Uniper genutzten Vermögenswerte wurde ein Kaufpreis in Höhe von 98 Mio € vereinbart.

Darüber hinaus wurden im Rahmen der gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen 100 Prozent der Anteile an der Sydkraft AB, Malmö, Schweden, sowie 100 Prozent der Anteile an der Uniper UK Limited, Coventry, Großbritannien, die zuvor die lokalen Geschäftsaktivitäten erworben hatten, von der E.ON Fünfundzwanzigste Verwaltungs GmbH zu einem geringfügigen Kaufpreis erworben. Der Zeitwert dieser Aktivitäten betrug 4,5 Mrd €.

Zu im Zusammenhang mit der legalen Reorganisation geleisteten Entnahmen beziehungsweise Einlagen wird auf Textziffer 2 verwiesen.

Liefer- und Leistungsgeschäfte sowie Finanzierungsaktivitäten

Erbrachte Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Erträge aus Geschäftsvorfällen und empfangenen Lieferungen und Leistungen sowie sonstige Aufwendungen aus Geschäftsvorfällen mit dem E.ON-Konzern stellen sich in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 wie folgt dar:

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge	15.823	16.895	18.232
<i>E.ON SE</i>	1.427	1.697	1.124
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	13.532	14.185	15.743
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	558	580	930
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	31	32	88
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	275	401	347
Aufwendungen	8.733	11.458	11.213
<i>E.ON SE</i>	1.315	1.719	1.202
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	6.759	8.897	9.195
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	556	704	584
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	61	49	55
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	42	89	177
Forderungen	12.441	18.270	17.621
<i>E.ON SE</i>	8.631	11.058	9.366
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	2.753	5.862	6.945
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	551	875	873
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	456	439	382
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	50	36	55
Verbindlichkeiten	13.361	15.323	16.664
<i>E.ON SE</i>	10.069	7.124	7.627
<i>E.ON-Konzerngesellschaften</i>	2.974	7.997	8.819
<i>Assoziierte Unternehmen</i>	260	80	93
<i>Gemeinschaftsunternehmen</i>	51	39	32
<i>Sonstige nahestehende Unternehmen</i>	7	83	93

Die Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen sind durch die konzernweiten Beschaffungs- und Absatzaktivitäten der Uniper Global Commodities SE vor allem im Bereich Strom und Gas an den Commodity-Märkten für den E.ON-Konzern und die zentrale Finanzierungsfunktion der E.ON SE für die Uniper-Gruppe geprägt. Diese Beziehungen erklären die umfangreichen wechselseitigen Verpflichtungen und Leistungsbeziehungen.

Die Erträge aus Transaktionen mit der E.ON SE und E.ON-Konzerngesellschaften beinhalteten insbesondere Umsatzerlöse aus Strom- und Gaslieferungen in Höhe von 12.822 Mio € im Geschäftsjahr 2015 (2014: 13.005 Mio €; 2013: 15.499 Mio €). Korrespondierend dazu umfassten die Aufwendungen aus Transaktionen mit der E.ON SE und den E.ON Konzerngesellschaften insbesondere Materialaufwendungen aus dem Strom- und Gasbezug in Höhe von 6.234 Mio € (2014: 7.730 Mio €; 2013: 8.390 Mio €).

Korrespondierend beinhalten die Forderungen und Verbindlichkeiten gegen nahestehende Unternehmen im Wesentlichen Forderungen und Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen aus Strom- und Gastransaktionen.

Sonstige Dienstleistungen

E.ON-Gesellschaften haben für die Uniper-Gruppe Dienstleistungen für zentrale Unternehmensbereiche, wie zum Beispiel IT-Dienstleistungen, personalbezogene Leistungen, Rechnungswesen, erbracht. Die Dienstleistungen wurden teilweise von E.ON-Konzerngesellschaften sowie von der E.ON SE erbracht. Für weitere Informationen vergleiche Textziffer 8 und 12.

Finanzierung

Die Uniper-Gruppe war im Berichtszeitraum grundsätzlich in das konzernweite Cash Pooling und Cash Management der E.ON SE eingebunden. Die Verzinsung der Cash-Pool-Salden erfolgt zu

marktüblichen Konditionen. Die Finanzforderungen und -verbindlichkeiten gegenüber der E.ON SE sind im Kombinierten Abschluss unsaldiert ausgewiesen. Die Finanzforderungen beliefen sich zum 31. Dezember 2015 auf 7.368 Mio € (2014: 10.674 Mio €; 2013: 9.507 Mio €). Die Finanzverbindlichkeiten betragen zum 31. Dezember 2015 10.712 Mio € (2014: 11.348 Mio €; 2013: 11.682 Mio €). Für weitere Details siehe auch Textziffer 17 und 24. Die Zinsaufwendungen und -erträge im Zusammenhang mit der Finanzierungstätigkeit mit der E.ON SE beziehungsweise den E.ON-Konzerngesellschaften beliefen sich für das Geschäftsjahr 2015 auf 205 Mio € (2014: 191 Mio €; 2013: 230 Mio €) beziehungsweise 30 Mio € (2014: 43 Mio €; 2013: 53 Mio €).

Sicherungsgeschäfte

In der Uniper-Gruppe wurden in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 Sicherungsgeschäfte gegen Wechselkursschwankungen im Wesentlichen über die E.ON SE durchgeführt. Sofern diese Termingeschäfte nach IFRS als derivative Finanzinstrumente einzustufen sind, werden sie als derivative Forderungen beziehungsweise Verbindlichkeiten fortlaufend zum Fair Value bilanziert. Die Erträge aus diesen Sicherungsgeschäften betragen im Geschäftsjahr 2015 1.283 Mio € (2014: 1.588 Mio €; 2013: 982 Mio €), die Aufwendungen aus diesen Sicherungsgeschäften beliefen sich auf 1.216 Mio € für 2015 (2014: 1.611 Mio €; 2013: 1.104 Mio €).

Leasing

Die Uniper-Gruppe hat Leasingverträge mit dem E.ON-Konzern abgeschlossen. Bis zum Ende des Geschäftsjahres 2015 bestanden insbesondere Operating-Lease-Vereinbarungen mit deutschen E.ON-Konzerngesellschaften des Kernenergie-Bereichs (siehe auch Textziffer 25).

Sicherheiten/Globale Patronatserklärungen/Garantien

Der E.ON-Konzern hat Sicherheiten zugunsten der Uniper-Gruppe ausgegeben. Die vom E.ON-Konzern ausgegebenen Garantien belaufen sich zum 31. Dezember 2015 auf 6.942 Mio € (2014: 3.005 Mio €; 2013: 2.389 Mio €). Der Anstieg im Geschäftsjahr 2015 begründet sich im Wesentlichen durch veränderte rechtliche Gesellschaftsstrukturen, ausgelöst durch die geplante Abspaltung, die die E.ON SE vertraglich verpflichtet, Garantien gegenüber Dritten zugunsten von Uniper-Gesellschaften auszugeben.

In den oben genannten Garantien von E.ON für die Uniper-Gruppe sind Garantien in Zusammenhang mit den schwedischen Kernkraftaktivitäten enthalten. Diese Garantien beziehen sich auf die Deckung möglicher Mehrkosten für die Entsorgung hochradioaktiven Abfalls sowie die Stilllegung und den Rückbau der Kernkraftwerksanlagen (für weitere Details siehe Textziffer 25). Die Übertragung dieser Garantien und Verpflichtungen von E.ON zu Uniper bedarf der Zustimmung der schwedischen Aufsichtsbehörden, die bis zum 31. Dezember 2015 noch nicht erteilt war. Bis zur Zustimmung der Aufsichtsbehörden hat die Uniper-Gruppe E.ON im Rahmen einer Freistellungsvereinbarung von diesen Garantien freigestellt.

Gewährleistungen von Uniper-Gesellschaften zugunsten von E.ON beinhalteten für die Jahre 2014 und 2013 im Wesentlichen eine Liquiditätshilfegarantie gegenüber MEON aufgrund der Übernahme von Versorgungsverpflichtungen. Die an MEON gewährte Liquiditätshilfegarantie betrug zum 31. Dezember 2014 2.056 Mio € und zum 31. Dezember 2013 2.040 Mio €. Im Rahmen der geplanten Abspaltung wurde im Geschäftsjahr 2015 ein Uniper-CTA etabliert. Mit dem Erwerb der MEON-Kommanditanteile durch die E.ON SE am 31. Dezember 2015 ist der auf die Ausgliederung entfallene Teil der Liquiditätshilfegarantie gegenüber der MEON auf die E.ON SE übertragen worden. Der auf den Schuldbeitritt entfallene Teil der Liquiditätshilfegarantie ist mit Aufhebung des Schuldbeitritts am 31. Dezember 2015 erloschen. Darüber hinaus bestehen noch Gewährleistungen von Uniper-Gesellschaften zugunsten von Gesellschaften der E.ON-Gruppe aus operativen Leasingverträgen.

Betriebliche Altersversorgung

In der Vergangenheit hat der Großteil der Mitarbeiter der Uniper-Gruppe an Pensionsplänen des E.ON-Konzerns partizipiert. Die Leistungen variieren je nach rechtlichen, steuerlichen und wirtschaftlichen Gegebenheiten des jeweiligen Landes und basieren in der Regel auf Beschäftigungsdauer und Entgelt der Mitarbeiter. Im Rahmen der legalen Umstrukturierung wurde beziehungsweise wird Planvermögen vom E.ON-Konzern auf die Uniper-Gruppe übertragen. Dies betrifft im Wesentlichen deutsche und englische Gesellschaften (siehe Textziffer 22).

Versicherungen

Die Uniper-Gruppe war in den Geschäftsjahren 2015, 2014 und 2013 im Rahmen der Gruppenversicherung des E.ON-Konzerns versichert. Die hierfür entstandenen Kosten wurden von der Uniper-Gruppe getragen. Im Rahmen der Verselbstständigung wird der Versicherungsschutz durch den E.ON-Konzern bis zum Zeitpunkt der Abspaltung weitgehend durch einen eigenständigen Versicherungsschutz der Uniper-Gruppe ersetzt.

Sonstiges

Darüber hinaus bestanden Ergebnisabführungsverträge und steuerliche Organschaften mit dem E.ON-Konzern, die zum Ablauf des Geschäftsjahres 2015 gekündigt wurden. Die Forderungen aus Gewinnabführungsverträgen beziehungsweise Verbindlichkeiten aus Verlustübernahmen wurden in den betrieblichen Forderungen und sonstigen betrieblichen Vermögenswerten beziehungsweise in den Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen und sonstigen betrieblichen Verbindlichkeiten ausgewiesen (siehe Ausführungen in den Textziffern 17 und 24). Für Zwecke des Kombinierten Abschlusses der Uniper-Gruppe wurden Forderungen beziehungsweise Verbindlichkeiten aus BGAV und steuerlichen Organschaften als Einlagen beziehungsweise Entnahmen des Gesellschafters gezeigt.

In Zusammenhang mit der legalen Reorganisation und dem anschließenden Verzicht auf eine Forderung ergab sich im Geschäftsjahr 2015 eine Einlage des Gesellschafters in Höhe von 336 Mio €. Darüber hinaus wurde im Geschäftsjahr 2015 ein Ertrag in Höhe von 115 Mio € aus der Ablösung eines Darlehens in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst.

Nahestehende Personen

Entsprechend IAS 24 sind die Leistungen anzugeben, die dem Management in Schlüsselpositionen (Vorstandsmitglieder und Mitglieder des Aufsichtsrats) gewährt wurden. Die wirtschaftlich der Uniper-Gruppe zuzurechnenden Kosten wurden auf Basis eines mitarbeiteranzahlbezogenen Allokationsschlüssels ermittelt und sind in der Kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung dementsprechend berücksichtigt.

Der auf Basis der Umlage ermittelte Aufwand für das Geschäftsjahr 2015 für Mitglieder des E.ON-Vorstands betrug für kurzfristig fällige Leistungen 2,6 Mio € (2014: 2,4 Mio €; 2013: 2,9 Mio €), für Leistungen aus Anlass der Beendigung des Dienstverhältnisses 0,5 Mio € (2014: 0,4 Mio €; 2013: 0,7 Mio €) sowie für Leistungen nach Beendigung des Dienstverhältnisses 0,0 Mio € (2014: 0,0 Mio €; 2013: 0,8 Mio €). Der nach den Maßgaben von IFRS 2 ermittelte Aufwand für die im Geschäftsjahr (siehe hierzu auch Textziffer 12) bestehenden Tranchen des E.ON Share Performance Plans und des E.ON Share Matching Plans betrug 0,1 Mio € (2014: 1,5 Mio €; 2013: 0,8 Mio €).

Der auf Basis der Umlage ermittelte, anteilige Aufwand für die kurzfristig fällige Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats der E.ON SE belief sich im Geschäftsjahr 2015 auf 0,8 Mio € (2014: 0,8 Mio €; 2013: 0,8 Mio €).

Die Gesamtvergütung für Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen belief sich für das Geschäftsjahr 2015 auf 5,1 Mio € (2014: 5,0 Mio €; 2013: 5,2 Mio €).

(31) Segmentberichterstattung

Folgende Informationen werden für die Berichtsjahre 2015, 2014 und 2013 auf Basis des internen Berichtswesens der Uniper-Gruppe zur Verfügung gestellt, um die Art und die finanziellen Auswirkungen der von der Uniper-Gruppe ausgeübten Geschäftstätigkeiten sowie das wirtschaftliche Umfeld, in dem sie tätig ist, beurteilen zu können.

Geschäftssegmente

Die folgenden operativen Geschäftssegmente werden nach IFRS 8 einzeln berichtet.

Europäische Erzeugung

Das Geschäftssegment Europäische Erzeugung umfasst die verschiedenen zur Erzeugung von Strom und Wärme vorhandenen Erzeugungsanlagen der Uniper-Gruppe in Europa. Neben fossilen

Kraftwerken (Kohle-, Gas-, Ölkraftwerke sowie kombinierte Gas- und Dampfkraftwerke) sowie Wasserkraftwerken zählen auch Kernkraftwerke in Schweden, ein Biomassekraftwerk in Frankreich sowie eine kleine Anzahl von Sonnenenergie- und Windenergieanlagen zu diesen Erzeugungsanlagen. Der Großteil der erzeugten Energie wird von dem Segment Europäische Erzeugung an das Segment Globaler Handel verkauft, das die Vermarktung und den Absatz der Energie über die Handelsmärkte sowie über eine eigene Vertriebsstruktur an Großkunden sicherstellt. Über das Kraftwerksgeschäft hinaus sind im Segment Europäische Erzeugung auch die Vermarktung von Energiedienstleistungen, die von der Brennstoffbeschaffung über Ingenieurs-, Betriebs- und Instandhaltungs- bis hin zu Handelsdienstleistungen („Third Party Services“) reichen, und die Bereitstellung technischer Dienstleistungen durch die Uniper Engineering GmbH enthalten.

Globaler Handel

Das Geschäftssegment Globaler Handel bündelt die Energiehandelsaktivitäten und bildet die kommerzielle Schnittstelle zwischen der Uniper-Gruppe und den weltweiten Energiegroßhandelsmärkten sowie den Großkunden. Innerhalb dieses Segments werden die für die Stromproduktion erforderlichen Brennstoffe (im Wesentlichen Kohle und Gas) beschafft, CO₂-Zertifikate gehandelt, der erzeugte Strom vermarktet sowie das Portfolio über die Steuerung des Kraftwerkseinsatzes optimiert. Zusätzlich sind in dieser Aktivität Infrastrukturbeteiligungen sowie der Gasspeicherbetrieb und sämtliche Aktivitäten der Uniper-Gruppe im Zusammenhang mit ihrer Beteiligung an dem sibirischen Gasfeld Yushno Russkoje enthalten.

Internationale Stromerzeugung

Das Geschäftssegment Internationale Stromerzeugung bündelt das operative Stromerzeugungsgeschäft der Uniper-Gruppe in Russland und Brasilien. Für das Geschäft in Russland nimmt die OAO E.ON Russia, eine in Russland börsennotierte mittelbare Tochtergesellschaft der Uniper AG, jegliche mit der Energieerzeugung in Russland zusammenhängenden Aktivitäten wahr. Hierzu gehören unter anderem die Beschaffung der in den Kraftwerken notwendigen Brennstoffe, der Betrieb und die Steuerung der Kraftwerke sowie der Handel und der Absatz der erzeugten Energie. Das Geschäft der Uniper-Gruppe in Brasilien besteht im Wesentlichen aus einer von der Uniper-Gruppe gehaltenen 12,3-prozentigen Finanzbeteiligung an dem Energieversorger ENEVA S.A. sowie einer 50-prozentigen Beteiligung an der Pecém II Participações S.A., die ein Kohlekraftwerk betreibt.

Darüber hinaus werden unter Administration/Konsolidierung die bereichsübergreifenden nicht operativen Funktionen gebündelt, die zentral für alle Segmente der Uniper-Gruppe wahrgenommen werden. Zudem werden hier die auf Gruppenebene durchzuführenden Konsolidierungen vorgenommen.

Zur internen Steuerung und als wichtigster Indikator für die operative Ertragskraft eines Geschäfts wird bei Uniper ein um nicht operative Effekte bereinigtes Ergebnis vor Zinsen und Steuern („adjusted EBIT“) verwendet.

Bei dem unbereinigten Ergebnis vor Zinsen und Steuern („EBIT“) handelt es sich um das Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern der Gruppe nach IFRS unter Berücksichtigung des Beteiligungsergebnisses. Zur Erhöhung der Aussagekraft als Indikator für die operative Ertragskraft des Uniper-Geschäfts wird das unbereinigte EBIT um bestimmte nicht operative Effekte bereinigt. Im operativen Ergebnis werden auch Erträge aus der Vereinnahmung von passivierten Investitionszuschüssen ausgewiesen.

Die nicht operativen Ergebniseffekte, um die das EBIT bereinigt wird, umfassen insbesondere Erträge und Aufwendungen aus der Marktbewertung von derivativen Finanzinstrumenten aus Sicherungsgeschäften sowie, soweit von wesentlicher Bedeutung, Buchgewinne/-verluste, Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement, Wertminderungen/Wertaufholungen auf das Anlagevermögen, auf at equity bewertete Unternehmen sowie sonstige Finanzanlagen und auf Goodwill im Rahmen von Werthaltigkeitstests und sonstige nicht operative Ergebnisbeiträge.

Bei den Netto-Buchgewinnen handelt es sich um einen Saldo aus Buchgewinnen und -verlusten aus Desinvestitionen, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen enthalten sind. Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten sind ebenfalls in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen und Erträgen enthalten. Bei den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement handelt es sich um zusätzliche Aufwendungen, die nicht unmittelbar im

Zusammenhang mit dem operativen Geschäft stehen. Im sonstigen nicht operativen Ergebnis werden sonstige nicht operative Aufwendungen und Erträge von Einzelsachverhalten mit seltenem Charakter zusammengefasst. Je nach Einzelfall können hier unterschiedliche Posten der Gewinn- und Verlustrechnung betroffen sein.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung des Ergebnisses der Gruppe nach IFRS auf das bereinigte Ergebnis vor Steuern und Zinsen:

Überleitung des Ergebnisses vor Finanzergebnis und Steuern

<u>in Mio €</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-3.397	-3.042	-925
Beteiligungsergebnis	-12	10	23
EBIT	-3.409	-3.032	-902
Nicht operative Bereinigungen	4.210	3.858	1.950
<i>Netto-Buchgewinne/-Buchverluste</i>	-38	—	21
<i>Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente</i>	-511	-1.167	-319
<i>Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement¹⁾</i>	137	211	142
<i>Nicht operative Impairments (+)/Wertaufholungen (-)²⁾</i>	4.199	4.484	1.225
<i>Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis³⁾</i>	423	330	881
Adjusted EBIT	801	826	1.048
Wirtschaftliche Abschreibungen/Zuschreibungen ⁴⁾	916	1.140	1.179
Adjusted EBITDA	1.717	1.966	2.227

1) Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement enthalten im Jahr 2015 planmäßige Abschreibungen in Höhe von 18 Mio € (2014: 14 Mio €; 2013: 14 Mio €).

2) Die nicht operativen Impairments/Wertaufholungen enthalten nicht operative außerplanmäßige Abschreibungen und Wertaufholungen, die durch regelmäßige Werthaltigkeitstests ausgelöst werden. Die Summe der nicht operativen Impairments/Wertaufholungen und der wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen weicht von den in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Abschreibungen ab, da auch die Wertminderungen auf at equity bewertete Unternehmen und auf sonstige Finanzanlagen in den beiden Positionen enthalten sind und ein geringfügiger Teil, wie in Fußnote 1 und 3 beschrieben, in den Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement und in dem übrigen sonstigen nicht operativen Ergebnis erfasst wird.

3) Das übrige sonstige nicht operative Ergebnis enthält im Jahr 2014 außerplanmäßige Abschreibungen auf zur Veräußerung gehaltene Vermögenswerte in Höhe von 97 Mio €.

4) Die wirtschaftlichen Abschreibungen/Zuschreibungen enthalten operative Abschreibungen.

Durch die vorgenommenen Anpassungen können die hier ausgewiesenen Erfolgspositionen von den gemäß IFRS ermittelten Kennzahlen abweichen.

Netto-Buchgewinne/-Buchverluste

Die Buchgewinne im Geschäftsjahr 2015 in Höhe von 38 Mio € resultierten aus der Veräußerung einer übrigen Beteiligung sowie einer Umspananlage in Schweden. Im Jahr 2014 fielen keine Buchgewinne an. Der Netto-Buchverlust in Höhe von 21 Mio € im Jahr 2013 resultierte im Wesentlichen aus dem Verkauf eines Kraftwerks in Deutschland, der den Gewinn aus dem Verkauf einer Beteiligung an einer Gastransportgesellschaft überstieg.

Marktbewertung derivativer Finanzinstrumente

Aus der stichtagsbezogenen Marktbewertung von Derivaten, mit denen das operative Geschäft gegen Preisschwankungen abgesichert wird, resultierte zum 31. Dezember 2015 ein positiver Effekt von 512 Mio € (2014: 1.168 Mio €; 2013: 319 Mio €).

Restrukturierung/Kostenmanagement

Die Aufwendungen für Restrukturierung/Kostenmanagement sind im Geschäftsjahr 2015 im Vergleich zum Vorjahr um 74 Mio € gesunken. Sie betragen im Geschäftsjahr 2015 137 Mio € (2014: 211 Mio €; 2013: 142 Mio €). Die Aufwendungen fielen im Wesentlichen im Rahmen der eingeleiteten internen Kostensenkungsprogramme und auch für die strategische Neuausrichtung an.

Nicht operative Impairments/Wertaufholungen

Die Ertragslage im Berichtszeitraum 2015 wurde wie im Vorjahr insbesondere durch außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 4.540 Mio € (2014: 4.526 Mio €; 2013: 1.402 Mio €) belastet. Der Anlass für die erforderlichen Wertminderungstests beruhte im Wesentlichen auf aktualisierten Annahmen zur langfristigen Entwicklung von Strom- und Primärenergiepreisen – gestützt auf Studien von renommierten Prognose-Instituten und die Einschätzung des E.ON-Managements – sowie den verschlechterten politischen Rahmenbedingungen und deren erwarteten Auswirkungen auf die künftige Profitabilität. Die Wertminderungen mussten insbesondere im Segment Europäische Erzeugung vorgenommen werden. Darüber hinaus fielen Wertminderungen in den Segmenten Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung an. Im Jahr 2015 wurden Zuschreibungen in Höhe von 341 Mio € (2014: 42 Mio €) vor allem im Segment Europäische Erzeugung vorgenommen.

Im Berichtszeitraum 2014 entfiel die Wertminderung auf Aktivitäten in den Segmenten Europäische Erzeugung, Internationale Stromerzeugung und Globaler Handel.

Im Geschäftsjahr 2013 fielen Wertminderungen in Höhe von 1.402 Mio € in den Segmenten Europäische Erzeugung, Globaler Handel und Internationale Stromerzeugung an.

Übriges sonstiges nicht operatives Ergebnis

Im Geschäftsjahr 2015 wirkten sich Effekte im Zusammenhang mit der geplanten vorzeitigen Stilllegung der Blöcke 1 und 2 des Kraftwerks in Oskarshamn, Schweden, negativ auf das Ergebnis aus. Im Geschäftsjahr 2014 belasteten Rückstellungsbildungen im Segment Globaler Handel und Wertberichtigungen im Segment Internationale Stromerzeugung das Ergebnis. Im Geschäftsjahr 2013 belasteten insbesondere Rückstellungen im Segment Globaler Handel im Zusammenhang mit Unternehmensveräußerungen und langfristigen Verträgen das Ergebnis.

Segmentinformationen nach Bereichen

in Mio €	Europäische Erzeugung			Globaler Handel		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Außenumsatz	3.016	3.222	3.429	87.972	83.476	89.445
Innenumsatz	4.547	5.024	5.654	3.235	3.196	4.322
Umsatzerlöse	7.563	8.246	9.083	91.207	86.672	93.767
Adjusted EBITDA	1.125	1.331	1.254	449	362	546
Adjusted EBIT (Segmentergebnis)	506	539	504	262	173	328
<i>darin at equity Ergebnis¹⁾</i>	-3	-9	-10	175	149	141
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern²⁾	1.133	1.077	855	767	342	-446
Investitionen	774	877	1.018	112	105	147

1) Das hier dargestellte at equity Ergebnis wurde um nicht-operative Effekte bereinigt und weicht deshalb von dem in der Gewinn- und Verlustrechnung ausgewiesenen Ergebnis aus at equity bewerteten Unternehmen nach IFRS ab.

2) Der operative Cashflow des Segments Globaler Handel ist im Jahre 2013 durch die damalige rechtliche Ausgliederung des Gasvertriebs belastet.

Bei den in den Segmentinformationen nach Bereichen ausgewiesenen Investitionen handelt es sich um die in der Kapitalflussrechnung enthaltenen Auszahlungen für Investitionen.

Transaktionen innerhalb der Uniper-Gruppe werden grundsätzlich zu Marktpreisen getätigt.

Die folgende Tabelle zeigt die Überleitung vom operativen Cashflow vor Zinsen und Steuern zum operativen Cashflow:

Operativer Cashflow

in Mio €	2015	2014	Differenz
Operativer Cashflow	1.465	1.437	28
Zinszahlungen	152	102	50
Ertragsteuerzahlungen	404	205	199
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	2.021	1.744	277

Operativer Cashflow

in Mio €	2014	2013	Differenz
Operativer Cashflow	1.437	554	883
Zinszahlungen	102	63	39
Ertragsteuerzahlungen	205	248	-43
Operativer Cashflow vor Zinsen und Steuern	1.744	865	879

Internationale Stromerzeugung			Administration/Konsolidierung			Uniper-Gruppe		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
1.134	1.529	1.879	-7	-2	-3	92.115	88.225	94.750
—	—	—	-7.782	-8.220	-9.976	—	—	—
1.134	1.529	1.879	-7.789	-8.222	-9.979	92.115	88.225	94.750
335	465	609	-192	-192	-182	1.717	1.966	2.227
236	316	410	-203	-202	-194	801	826	1.048
-5	-31	-81	-1	—	1	166	109	51
388	511	655	-267	-186	-199	2.021	1.744	865
193	547	1.037	4	2	0	1.083	1.531	2.202

Zusätzliche Angaben auf Unternehmensebene

Der Außenumsatz nach Produkten teilt sich wie folgt auf:

Segmentinformationen nach Produkten

in Mio €	2015	2014	2013
Strom	34.260	35.145	37.150
Gas	54.459	49.255	53.984
Sonstige	3.396	3.825	3.616
Summe	92.115	88.225	94.750

Unter dem Posten „Sonstige“ sind insbesondere Umsätze aus Dienstleistungen und sonstigen Handelsaktivitäten enthalten.

Der Außenumsatz (nach Sitz der Kunden und Gesellschaften), die immateriellen Vermögenswerte, die Sachanlagen und die at equity bewerteten Unternehmen stellen sich nach Regionen wie folgt dar:

Segmentinformationen nach Regionen

in Mio €	Deutschland			Großbritannien		
	2015	2014	2013	2015	2014	2013
Außenumsatz nach Sitz des Kunden	27.191	28.555	33.630	30.778	28.538	33.834
Außenumsatz nach Sitz der Gesellschaften . . .	87.757	83.474	89.487	159	134	129
Immaterielle Vermögenswerte	1.032	1.055	1.053	1	—	—
Sachanlagen	4.978	5.419	5.652	1.915	1.908	3.174
At equity bewerteten Unternehmen	947	743	849	—	—	—

Aus der Kundenstruktur des Konzerns ergeben sich keine wesentlichen Konzentrationen auf bestimmte geografische Regionen oder Geschäftsbereiche mit Ausnahme der unter Textziffer 30 dargestellten Beziehungen mit dem E.ON-Konzern. Aufgrund der großen Anzahl von Kunden und der Vielzahl der Geschäftsaktivitäten gibt es keine Kunden, deren Geschäftsvolumen im Vergleich zum Gesamtgeschäftsvolumen des Konzerns wesentlich ist.

Schweden			Übriges Europa			Sonstige			Summe		
2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013	2015	2014	2013
2.010	1.914	2.578	30.635	26.643	23.972	1.501	2.575	736	92.115	88.225	94.750
317	293	325	3.691	4.236	4.799	191	88	10	92.115	88.225	94.750
64	63	68	1.060	1.316	2.135	2	2	2	2.159	2.436	3.258
2.960	3.080	4.476	4.444	5.310	6.476	—	—	—	14.297	15.717	19.778
55	130	148	125	519	895	9	9	5	1.136	1.401	1.897

(32) Sonstige wesentliche Sachverhalte

Am 1. Januar 2016 wurde das deutsche Strom- und Gas-Großkundengeschäft von der E.ON Energie Deutschland GmbH, München, Deutschland, auf die Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH, Düsseldorf, Deutschland) übertragen. Das deutsche Strom- und Gas-Großkundengeschäft qualifiziert als Geschäftsbetrieb im Sinne des IFRS 3 und wurde bereits im Kombinierten Abschluss berücksichtigt.

Mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 wurden 100 Prozent der Anteile an der PEG Infrastruktur AG (PEGI), Zug, Schweiz, einschließlich der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG, Zug, Schweiz, an die E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf, Deutschland, veräußert. Die Veräußerung führt zur Entkonsolidierung der bisher im Segment Globaler Handel vollkonsolidierten Beteiligung PEGI sowie der bisherigen at equity Beteiligung Nord Stream im ersten Quartal 2016. Der Veräußerungspreis betrug rund 1,0 Mrd € und wurde bereits vereinnahmt.

Am 1. Februar 2016 ist ein Feuer im Kesselhaus des Kraftwerksblocks 3 am Standort Berezovskaya in Russland ausgebrochen. Dadurch wurden wesentliche Komponenten des 800-MW-Kessels beschädigt und müssen ersetzt werden. Der Kraftwerksblock wird für Reparaturarbeiten mindestens 20 Monate außer Betrieb genommen, er wird keinen Strom erzeugen und einen erheblichen Teil der Kapazitätsmarge einbüßen. Das Management geht davon aus, dass keine zusätzlichen Bußgelder anfallen, obwohl in dieser Zeit keine Kapazität zur Verfügung gestellt werden kann. Derzeit bewertet das Management den Umfang des Schadens am Kraftwerksblock, um die Dauer des Stillstands zu beurteilen. Die Kosten für die Wiederherstellung werden auf mindestens 15 Mrd RUB geschätzt. Das Unternehmen ist gegen Baurisiken, Anlagen- und Maschinenschäden sowie Betriebsunterbrechungen versichert. Derzeit werden Untersuchungen unter Einbeziehung von Vertretern der Versicherungen durchgeführt, um zu prüfen, ob der Unfall durch einen Versicherungsvertrag abgedeckt ist und welcher Betrag von der Versicherung ausgeglichen wird. Das Management geht davon aus, dass ein erheblicher Teil des Schadens von der Versicherung ausgeglichen wird.

Im ersten Quartal 2016 hat Uniper im Rahmen der Durchführung einer Vereinbarung, die bereits zum Jahresende bestanden hatte, eine Finanzverbindlichkeit einer schwedischen Kraftwerksgesellschaft gegenüber einem Minderheitsgesellschafter an dieser schwedischen Kraftwerksgesellschaft mit einer gegen diesen bestehenden betrieblichen Forderung in Höhe von 424 Mio € aufgerechnet.

Im ersten Quartal 2016 erfolgte bezüglich der bei der VKE rückgedeckten Pensionszusagen ein Wechsel des Durchführungswegs der betrieblichen Altersversorgung zu einer Pensionsfondszusage. Die Verträge über die Rückdeckungsversicherungen wurden mit Ablauf des 31. Dezember 2015 beendet. Die entsprechenden Rückdeckungsforderungen sind zum 31. Dezember 2015 im Bilanzposten „Betriebliche Forderungen und sonstige betriebliche Vermögenswerte“ ausgewiesen. Die Auszahlungsansprüche gegenüber der VKE (0,2 Mrd €) wurden im Rahmen eines verkürzten Zahlungswegs von der VKE auf der Grundlage einer Zahlungs- und Abtretungsvereinbarung durch direkte Zahlungen an einen überbetrieblichen Pensionsfonds, der als Planvermögen nach IAS 19 qualifiziert, zur Tilgung der von den Uniper-Gesellschaften gegenüber dem Pensionsfonds geschuldeten vorläufigen Einmalbeitragsverpflichtungen beglichen.

Im März 2016 haben sich die Uniper Global Commodities SE und die russische Gazprom-Gruppe in Verhandlungen über langfristige Gaslieferverträge auf eine Anpassung der Konditionen auf

Grundlage aktueller Marktverhältnisse geeinigt. In diesem Zusammenhang wird durch die Auflösung von Rückstellungen für in der Vergangenheit liegende Lieferperioden ein positiver Ergebniseffekt im Jahr 2016 in Höhe von 0,4 Mrd € entstehen.

Am 30. März 2016 haben die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH zur Anpassung der Kapitalstruktur der Uniper-Gruppe einen Betrag in Höhe von insgesamt 265 Mio € in die freien Kapitalrücklagen der Uniper AG und der Uniper Beteiligungs GmbH eingezahlt.

Düsseldorf, den 30. März 2016

Der Vorstand

Klaus Schäfer

Christopher Delbrück

Keith Martin

Eckhardt Rümmler

33) Angaben zum Kombinerungskreis

Neben der Uniper AG, Düsseldorf, (vormals E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover) sind folgende Gesellschaften im Kombinerungs-kreis enthalten oder als Beteiligung ausgewiesen.

Im Kombinerungskreis enthaltene Gesellschaften und Beteiligungen

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
AB Svafo ⁶⁾	SE, Stockholm	22,0	22,0	22,0
ADRIA LNG d.o.o. za izradu studija u likvidaciji ⁶⁾	HR, Zagreb	39,2	39,2	39,2
Aerodis, S.A. ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0
AO Gazprom YRGM Development (vormals ZAO Gazprom YRGM Development) ¹⁾ . . .	RU, Salekhard	25,0	25,0	25,0
AS Latvijas Gāze ⁵⁾	LV, Riga	47,2	47,2	47,2
B.V. NEA ⁶⁾	NL, Dodewaard	25,0	25,0	25,0
Barsebäck Kraft AB ²⁾	SE, Löddeköpinge	100,0	—	—
BauMineral GmbH ¹⁾	DE, Herten	100,0	100,0	100,0
BBL Company V.O.F. ⁵⁾	NL, Groningen	20,0	20,0	20,0
Bergeforsens Kraftaktiebolag ⁵⁾	SE, Bispgården	40,0	40,0	40,0
BioMass Nederland b.v. ^{1), 8)}	NL, Maasvlakte	—	—	100,0
BIOPLYN Třeboň spol. s r.o. ⁶⁾	CZ, Třeboň	24,7	24,7	24,7
Blåsjön Kraft AB ⁵⁾	SE, Arbrå	50,0	50,0	50,0
Carbiogas b.v. ⁶⁾	NL, Nuenen	33,3	33,3	33,3
DD Brazil Holdings S.à r.l. ¹⁾	LU, Luxemburg	100,0	100,0	100,0
Deutsche Flüssigerdgas Terminal oHG ²⁾ . . .	DE, Essen	90,0	90,0	90,0
DFTG-Deutsche Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft mit beschränkter Haftung ²⁾	DE, Essen	90,0	90,0	90,0
Donau-Wasserkraft Aktiengesellschaft ¹⁾ . . .	DE, München	100,0	100,0	100,0
E.ON Austria GmbH ¹⁾	AT, Wien	75,1	75,1	75,1
E.ON Belgium N.V. ¹⁾	BE, Brüssel	100,0	100,0	100,0
E.ON Benelux Geothermie B.V. (in liquidation) ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
E.ON Benelux Levering b.v. ¹⁾	NL, Eindhoven	100,0	100,0	100,0
E.ON Commodity DMCC ²⁾	AE, Dubai	100,0	—	—
E.ON Direkt GmbH ^{1), 9)}	DE, Essen	—	—	100,0
E.ON E&P Algeria GmbH ^{2), 10)}	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
E.ON Energy Southern Africa (Pty) Ltd. ²⁾ . . .	ZA, Johannesburg	100,0	100,0	—

- 1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.
- 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).
- 3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.
- 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.
- 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).
- 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).
- 7) übrige Beteiligungen.
- 8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).
- 9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).
- 10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).
- 11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).
- 12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).
- 13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).
- 14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.
- 15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
E.ON France Management S.A.S. ^{2), 11)}	FR, Paris	—	—	100,0
E.ON Kärnkraft Finland AB ²⁾	FI, Kajaani	100,0	100,0	100,0
E.ON Perspekt GmbH ⁶⁾	DE, Düsseldorf	30,0	30,0	30,0
E.ON Ruhrgas Austria GmbH ¹⁾	AT, Wien	100,0	100,0	100,0
E.ON Ruhrgas Nigeria Limited ²⁾	NG, Abuja	100,0	100,0	100,0
EASYCHARGE.me GmbH (vormals E.ON Zwanzigste Verwaltungs GmbH) ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
EGC UAE SUPPLY & PROCESSING LTD FZE ²⁾	AE, Fujairah free zone	100,0	100,0	—
Energie-Pensions-Management GmbH ⁶⁾ . . .	DE, Hannover	30,0	—	—
ENEVA Participações S.A. (vormals MPX Participações S.A.) ^{4), 15)}	BR, Rio de Janeiro	—	50,0	50,0
Ergon Holdings Ltd ¹⁾	MT, St. Julians	100,0	100,0	100,0
Ergon Insurance Ltd ¹⁾	MT, St. Julians	100,0	100,0	100,0
Etzel Gas-Lager GmbH & Co. KG ⁵⁾	DE, Friedeburg	75,2	75,2	75,2
Etzel Gas-Lager Management GmbH ⁶⁾	DE, Friedeburg	75,2	75,2	75,2
Exporting Commodities International LLC ⁵⁾	US, Marlton	49,0	49,0	30,0
Freya Bunde-Etzel GmbH & Co. KG ⁴⁾	DE, Essen	60,0	60,0	60,0
Gas-Union GmbH ⁵⁾	DE, Frankfurt am Main	23,6	23,6	23,6
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH ¹⁾ . .	DE, Vohburg	50,2	50,2	50,2
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung ⁶⁾	DE, Kiel	50,0	50,0	50,0
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger Verwaltungs-GmbH ^{2), 12)}	DE, Großkrotzenburg	—	—	100,0
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung ¹⁾	DE, Porta Westfalica	66,7	66,7	66,7
Hamburger Hof Versicherungs- Aktiengesellschaft ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Holford Gas Storage Limited ¹⁾	GB, Edinburgh	100,0	100,0	100,0
Hydropower Evolutions GmbH ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Induboden GmbH & Co. Industrierwerte OHG ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Inwestycyjna Spółka Energetyczna-IRB Sp. z o.o. ⁶⁾	PL, Warschau	50,0	50,0	50,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Javelin Global Commodities Holdings LLP ⁶⁾	GB, London	28,0	—	—
Karlshamn Kraft AB ^{1), 13)}	SE, Karlshamn	—	—	70,0
Kärnkraftsäkerhet & Utbildning AB ⁶⁾	SE, Nyköping	33,0	25,0	25,0
Klåvbens AB ⁶⁾	SE, Olofström	50,0	50,0	50,0
Kokereigasnetz Ruhr GmbH ^{1), 3)}	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Kolbäckens Kraft KB ¹⁾	SE, Sundsvall	100,0	100,0	100,0
Kraftwerk Buer GbR ⁶⁾	DE, Gelsenkirchen	50,0	50,0	50,0
Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH ¹⁾	DE, Schkopau	55,6	55,6	55,6
Kraftwerk Schkopau GbR ¹⁾	DE, Schkopau	58,1	58,1	58,1
Langerlo N.V. ²⁾	BE, Genk	100,0	100,0	—
Lubmin-Brandov Gastransport GmbH ¹⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Maasvlakte CCS Project B.V. ⁶⁾	NL, Rotterdam	50,0	50,0	50,0
Mainkraftwerk Schweinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung ²⁾	DE, München	75,0	75,0	75,0
METHA-Methanhandel GmbH ¹⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Mittlere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft ²⁾	DE, München	60,0	60,0	60,0
Montan GmbH Assekuranz-Makler ⁶⁾	DE, Düsseldorf	44,3	44,3	44,3
Nord Stream AG ⁵⁾	CH, Zug	15,5	15,5	15,5
OAO E.ON Russia ¹⁾	RU, Surgut	83,7	83,7	83,7
OAO Severneftegazprom ⁵⁾	RU, Krasnoselkup	25,0	25,0	25,0
OAO Shaturskaya Upravlyayuschaya Kompaniya ¹⁾	RU, Shatura	51,0	51,0	51,0
Obere Donau Kraftwerke Aktiengesellschaft ²⁾	DE, München	60,0	60,0	60,0
Offshore Trassenplanungs GmbH i. L. ²⁾	DE, Hannover	50,0	50,0	50,0
OHA B.V. (vormals Q-Energie b.v.) ²⁾	NL, Eindhoven	53,3	53,3	53,3
OKG AB ¹⁾	SE, Oskarshamn	54,5	54,5	54,5
OLT Offshore LNG Toscana S.p.A. ⁴⁾	IT, Mailand	48,2	48,2	46,8
OOO E.ON Connecting Energies ⁶⁾	RU, Moskau	50,0	50,0	50,0
OOO E.ON Engineering ²⁾	RU, Moskau	100,0	—	—
OOO Teplosbyt ^{1), 14)}	RU, Shatura	—	100,0	100,0
OOO Uniper ²⁾	RU, Shatura	100,0	—	—
Pecém II Participações S.A. ⁴⁾	BR, Rio de Janeiro	50,0	50,0	—
PEG Infrastruktur AG ¹⁾	CH, Zug	100,0	100,0	100,0
RAG-Beteiligungs-Aktiengesellschaft ⁵⁾	AT, Maria Enzersdorf	30,0	30,0	30,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
RGE Holding GmbH ¹⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft ¹⁾	DE, München	77,5	77,5	77,5
Ringhals AB ⁵⁾	SE, Varberg	29,6	29,6	29,6
RMD Wasserstraßen GmbH ²⁾	DE, München	100,0	100,0	100,0
RMD-Consult GmbH Wasserbau und Energie ²⁾	DE, München	100,0	100,0	100,0
RuhrEnergie GmbH, EVR ¹⁾	DE, Gelsenkirchen	100,0	100,0	100,0
Société des Eaux de l'Est S.A. ⁶⁾	FR, Saint Avold (Creutzwald)	25,0	25,0	25,0
Solar Energy s.r.o. ⁶⁾	CZ, Znojmo	25,0	25,0	25,0
Sollefteåforsens AB ⁵⁾	SE, Sundsvall	50,0	50,0	50,0
SQC Kvalificeringscentrum AB ⁶⁾	SE, Stockholm	33,3	33,3	33,3
Stensjön Kraft AB ⁵⁾	SE, Stockholm	50,0	50,0	50,0
store-x Storage Capacity Exchange GmbH ⁶⁾	DE, Leipzig	32,0	32,0	32,0
Surschiste, S.A. ²⁾	FR, Mazingarbe	100,0	100,0	100,0
Svensk Kärnbränslehantering AB ⁶⁾	SE, Stockholm	34,0	34,0	34,0
Sydkraft AB ¹⁾	SE, Malmö	100,0	—	—
Sydkraft Försäkring AB (vormals E.ON Försäkring Sverige AB) ¹⁾	SE, Malmö	100,0	100,0	100,0
Sydkraft Hydropower AB (vormals E.ON Vattenkraft Sverige AB) ¹⁾	SE, Sundsvall	100,0	100,0	100,0
Sydkraft Nuclear Power AB (vormals E.ON Kärnkraft Sverige AB) ¹⁾	SE, Malmö	100,0	100,0	100,0
Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB) ¹⁾	SE, Malmö	100,0	100,0	100,0
Teplárna Tábor, a.s. ¹⁾	CZ, Tábor	51,9	51,5	51,5
Uniper Anlagenservice GmbH (vormals E.ON Anlagenservice GmbH) ¹⁾	DE, Gelsenkirchen	100,0	100,0	100,0
Uniper Benelux CCS Project B.V. (vormals E.ON Benelux CCS Project B.V.) ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.) ¹⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Benelux N.V. (vormals E.ON Benelux N.V.) ¹⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Beteiligungs GmbH (vormal Uniper GmbH, vormals E.ON Vierundzwanzigste Verwaltungs GmbH) ^{1), 3)}	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Uniper Climate & Renewables France Solar S.A.S. (vormals E.ON Climate & Renewables France Solar S.A.S.) ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0
Uniper Brasil Energia Ltda. (vormals E.ON Brasil Energia LTDA.) ²⁾	BR, City of São Paulo	100,0	100,0	100,0
Uniper Energies Renouvelables S.A.S. (vormals E.ON Energies Renouvelables S.A.S.) ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH) ¹⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Sales Polska Sp. z o.o. (vormals E.ON Energy Sales Polska Sp. z o.o.) ²⁾	PL, Warschau	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Storage GmbH (vormals E.ON Gas Storage GmbH) ¹⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Storage Limited (vormals E.ON Gas Storage UK Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Trading NL Staff Company 2 B.V. (vormals E.ON Energy Trading NL Staff Company 2 B.V.) ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Trading NL Staff Company B.V. (vormals E.ON Energy Trading NL Staff Company B.V.) ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Trading Srbija d.o.o. (vormals E.ON Energy Trading Srbija d.o.o.) ²⁾	RS, Belgrad	100,0	100,0	100,0
Uniper Energy Trading UK Staff Company Limited (vormals E.ON Energy Trading UK Staff Company Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) ¹⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper France Energy Solutions S.A.S (vormals E.ON France Energy Solutions S.A.S.) ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0
Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S.) ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0

- 1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.
- 2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).
- 3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.
- 4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.
- 5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).
- 6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).
- 7) übrige Beteiligungen.
- 8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).
- 9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).
- 10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).
- 11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).
- 12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).
- 13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).
- 14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.
- 15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Uniper France S.A.S. (vormals E.ON France S.A.S.) ¹⁾	FR, Paris	100,0	100,0	100,0
Uniper Generation Belgium N.V. (vormals E.ON Generation Belgium N.V.) ¹⁾	BE, Vilvoorde	100,0	100,0	100,0
Uniper Generation GmbH (vormals E.ON Generation GmbH) ¹⁾	DE, Hannover	100,0	100,0	100,0
Uniper Global Commodities Canada Inc. (vormals E.ON Global Commodities Canada Inc.) ²⁾	CA, Toronto	100,0	—	—
Uniper Global Commodities London Ltd. ²⁾	GB, London	100,0	—	—
Uniper Global Commodities North America LLC (vormals E.ON Global Commodities North America LLC) ¹⁾	US, Wilmington	100,0	100,0	100,0
Uniper Global Commodities SE (vormals E.ON Global Commodities SE) ¹⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Global Commodities UK Limited (vormals E.ON Global Commodities UK Limited) ²⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper Holding GmbH (vormals E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH) ^{1), 3)}	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Hungary Energetikai Kft. (vormals E.ON Erőművek Termelő és Üzemeltető Kft.) ¹⁾	HU, Budapest	100,0	100,0	100,0
Uniper Infrastructure B.V. ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	—	—
Uniper Kraftwerke GmbH (vormals E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH) ^{1), 3)}	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper LNG Kraftstoff GmbH ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	—	—
Uniper Market Solutions GmbH (vormals E.ON Portfolio Solution GmbH) ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper NefteGaz LLC (vormals OOO E.ON E&P Russia) ²⁾	RU, Moskau	100,0	100,0	100,0
Uniper Risk Consulting GmbH (vormals E.ON Risk Consulting GmbH) ¹⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Ruhrgas BBL B.V. (vormals E.ON Ruhrgas BBL B.V.) ¹⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Uniper Ruhrgas International GmbH (vormals E.ON Ruhrgas International GmbH) ¹⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Uniper Russia Beteiligungs GmbH (vormals E.ON Russia Beteiligungs GmbH) ²⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Russia Holding GmbH (vormals E.ON Russia Holding GmbH) ¹⁾	DE, Düsseldorf	100,0	100,0	100,0
Uniper Storage Innovation GmbH (vormals E.ON Energy Storage GmbH) ²⁾	DE, Essen	100,0	100,0	100,0
Uniper Technologies B.V. (vormals E.ON New Build & Technology B.V.) ²⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Uniper Technologies GmbH (vormals E.ON Technologies GmbH) ¹⁾	DE, Gelsenkirchen	100,0	100,0	100,0
Uniper Technologies Limited (vormals E.ON Technologies (Ratcliffe) Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper Trend s.r.o. (vormals E.ON Trend s.r.o.) ¹⁾	CZ, České Budějovice	100,0	100,0	100,0
Uniper UK Corby Limited (vormals East Midlands Electricity Generation (Corby) Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper UK Cottam Limited (vormals Cottam Development Centre Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper UK Gas Limited (vormals E.ON UK Gas Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper UK Ironbridge Limited (vormals Powergen Power No. 3 Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	100,0	100,0
Uniper UK Limited (vormals Enfield Energy Centre Limited) ¹⁾	GB, Coventry	100,0	—	—
Uniper UK Trustees Limited ²⁾	GB, Coventry	100,0	—	—
Uniper Wärme GmbH (vormals E.ON Fernwärme GmbH) ¹⁾	DE, Gelsenkirchen	100,0	100,0	100,0
Untere Iller AG ²⁾	DE, Landshut	60,0	60,0	60,0
Utilities Center Maasvlakte Leftbank b.v. ¹⁾	NL, Rotterdam	100,0	100,0	100,0
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft ⁶⁾	DE, Wolfsburg	95,0	95,0	95,0
Warmtebedrijf Exploitatie N.V. ⁶⁾	NL, Rotterdam	50,0	50,0	50,0

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Gesellschaft	Sitz	Kapitalanteil %		
		31.12.2015	31.12.2014	31.12.2013
Übrige Beteiligungen				
AB Lesto ⁷⁾	LT, Vilnius	—	—	11,8
Brännälven Kraft AB ⁷⁾	SE, Arbrå	19,1	19,1	19,1
Electrorisk Verzekeringsmaatschappij N.V. ⁷⁾	NL, Rotterdam	18,9	18,9	18,9
ENAG Energiefinanzierungs AG ⁷⁾	CH, Schwyz	14,4	14,4	14,4
ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) ⁷⁾	BR, Rio de Janeiro	12,3	42,9	37,9
Enovos International S.A. ⁷⁾	LU, Esch-sur-Alzette	—	10,0	10,0
European Energy Exchange AG ⁷⁾	DE, Leipzig	5,7	3,5	3,5
Forsmarks Kraftgrupp AB ⁷⁾	SE, Östhammar	8,5	8,5	8,5
GKL-Gemeinschaftskraftwerk Hannover- Linden GmbH ⁷⁾	DE, Hannover	10,0	10,0	10,0
Global Coal Limited ⁷⁾	GB, London	3,1	3,1	3,1
Goldboro LNG Limited Partnership ⁷⁾	CA, Calgary	1,0	1,0	—
GSB-Sonderabfall-Entsorgung Bayern GmbH ⁷⁾	DE, Baar-Ebenhausen	1,6	1,6	1,6
Holdigaz SA ⁷⁾	CH, Vevey	2,2	2,2	2,2
Internationale Schule Hannover Region GmbH ⁷⁾	DE, Hannover	13,5	13,5	13,5
IRB Deutschland GmbH & Co. KG ⁷⁾	DE, Essen	1,0	1,0	1,0
Mellansvensk Kraftgrupp AB ⁷⁾	SE, Stockholm	5,4	5,4	5,4
Parnaíba Gás Natural S.A. ^{7), 15)}	BR, Rio de Janeiro	—	9,1	—
Pieridae Energy (Canada) Ltd. ⁷⁾	CA, Calgary	1,0	1,0	—
Powernext, S.A. ⁷⁾	FR, Paris	—	5,0	5,0
Stadtwerte Bamberg Energie- und Wasserversorgungs GmbH ⁷⁾	DE, Bamberg	—	—	6,0
Transitgas AG ⁷⁾	CH, Zürich	3,0	3,0	3,0
VAW-Innwerk Unterstützungsgesellschaft mbH ⁷⁾	DE, Bonn	15,0	15,0	15,0
WIN Emscher-Lippe Gesellschaft zur Strukturverbesserung mbH ⁷⁾	DE, Herten	0,8	0,8	0,8

1) konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

2) nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten).

3) in den Jahren 2013 und 2014 nicht konsolidiertes verbundenes Unternehmen aufgrund untergeordneter Bedeutung (bewertet zu Anschaffungskosten); im Jahr 2015 konsolidiertes verbundenes Unternehmen.

4) Gemeinschaftsunternehmen nach IFRS 11.

5) assoziiertes Unternehmen (bewertet nach Equity-Methode).

6) assoziiertes Unternehmen (nicht bewertet nach Equity-Methode aufgrund untergeordneter Bedeutung).

7) übrige Beteiligungen.

8) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper Benelux Holding B.V. (vormals E.ON Benelux Holding b.v.).

9) verschmolzen mit Wirkung zum 30.04.2014 auf/mit Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH).

10) verschmolzen mit Wirkung zum 21.12.2015 auf/mit Uniper Exploration & Production GmbH (vormals E.ON Exploration & Production GmbH) (Handelsregistereintrag erfolgte zum 07.01.2016).

11) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper France Power S.A.S (vormals E.ON France Power S.A.S).

12) verschmolzen mit Wirkung zum 01.01.2014 auf/mit Uniper AG (vormals E.ON Kraftwerke GmbH).

13) verschmolzen mit Wirkung zum 24.06.2014 auf/mit Sydkraft Thermal Power AB (vormals E.ON Värmekraft Sverige AB).

14) am 21.04.2015 liquidiert, Vermögenswerte zur OAO E.ON Russia transferiert.

15) Einbringung in ENEVA S.A. (vormals MPX Energia S.A.) am 31.10.2015.

Vermerk des unabhängigen Abschlussprüfers

An die Uniper AG, Düsseldorf

Wir haben den beigefügten, von der Uniper AG, Düsseldorf, (vormals E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover) („Uniper AG“) aufgestellten kombinierten Abschluss – bestehend aus einer kombinierten Bilanz zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013, einer kombinierten Gewinn- und Verlustrechnung, einer kombinierten Aufstellung der im Eigenkapital (Nettovermögen) erfassten Erträge und Aufwendungen, einer Entwicklung des Eigenkapitals (Nettovermögens) und einer kombinierten Kapitalflussrechnung für die an diesen Stichtagen endenden Geschäftsjahre und einem Anhang zu dem kombinierten Abschluss – für den in den Abschnitten 1 und 2 des Anhangs dargestellten Geschäftsbereich der Uniper AG als Teilbereich des E.ON SE – Konzerns („Uniper-Geschäftsbereich“) – geprüft.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter für den kombinierten Abschluss

Die gesetzlichen Vertreter der Uniper AG sind verantwortlich für die Aufstellung und sachgerechte Gesamtdarstellung dieses kombinierten Abschlusses in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, und für die internen Kontrollen, die die gesetzlichen Vertreter als notwendig erachten, um die Aufstellung eines kombinierten Abschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Verantwortung des Abschlussprüfers

Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Urteil zu diesem kombinierten Abschluss abzugeben. Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit den International Standards on Auditing durchgeführt. Nach diesen Standards haben wir die beruflichen Verhaltensanforderungen einzuhalten und die Abschlussprüfung so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der kombinierte Abschluss frei von wesentlichen falschen Darstellungen ist.

Eine Abschlussprüfung beinhaltet die Durchführung von Prüfungshandlungen, um Prüfungsnachweise für die im kombinierten Abschluss enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben zu erlangen. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflichtgemäßen Ermessen des Abschlussprüfers. Dies schließt die Beurteilung der Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im kombinierten Abschluss ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Abschlussprüfer das für die Aufstellung und sachgerechte Gesamtdarstellung des kombinierten Abschlusses durch die Einheit relevante interne Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems der Einheit abzugeben. Eine Abschlussprüfung umfasst auch die Beurteilung der Angemessenheit der angewandten Rechnungslegungsmethoden und der Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungslegung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des kombinierten Abschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Prüfungsurteil

Nach unserer Beurteilung stellt der kombinierte Abschluss die Vermögens- und Finanzlage des Uniper-Geschäftsbereichs zum 31. Dezember 2015, 2014 und 2013 sowie die Ertragslage und die Cashflows für die an diesen Stichtagen endenden Geschäftsjahre in Übereinstimmung mit den International Financial Reporting Standards, wie sie in der EU anzuwenden sind, in allen wesentlichen Belangen insgesamt sachgerecht dar.

Ergänzender Hinweis

Ohne unser Prüfungsurteil einzuschränken, machen wir, wie in Abschnitt 2 des Anhangs des kombinierten Abschlusses beschrieben, darauf aufmerksam, dass der im kombinierten Abschluss dargestellte Uniper-Geschäftsbereich nicht als eigenständiger Konzern operativ tätig war. Der kombinierte Abschluss ist daher nicht notwendigerweise aussagekräftig weder für Ergebnisse, die eingetreten wären, wenn der Uniper-Geschäftsbereich während der dargestellten Geschäftsjahre ein eigenständiger Konzern gewesen wäre, noch für zukünftige Ergebnisse des Uniper-Geschäftsbereichs.

Düsseldorf, den 31. März 2016

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

Aissata Touré
Wirtschaftsprüferin

**Jahresabschluss der Uniper AG
(vormals E.ON Kraftwerke GmbH) (HGB) für das
zum 31. Dezember 2015 endende Geschäftsjahr**

Uniper AG

Bilanz zum 31. Dezember 2015

Aktiva

in Mio. €

	Anhang	31.12.2015	31.12.2014
Anlagevermögen			
Immaterielle Vermögensgegenstände		0,0	30,5
Sachanlagen		0,0	2.625,4
Finanzanlagen	(1)		
Anteile an verbundenen Unternehmen		4.367,4	796,9
Übrige Finanzanlagen		0,0	74,2
		<u>4.367,4</u>	<u>3.527,0</u>
Umlaufvermögen			
Vorräte		0,0	204,6
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(2)	787,6	3.739,4
Guthaben bei Kreditinstituten	(3)	1,1	(1,8 T€)
		<u>788,7</u>	<u>3.944,0</u>
Rechnungsabgrenzungsposten		0,0	191,5
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung		0,0	11,0
		<u>5.156,1</u>	<u>7.673,5</u>

Passiva

in Mio. €

		31.12.2015	31.12.2014
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	(4)	283,4	283,4
Kapitalrücklage	(5)	4.068,1	5.113,2
Gewinnrücklagen	(6)	15,8	15,8
		<u>4.367,3</u>	<u>5.412,4</u>
Zuschüsse		0,0	3,5
Rückstellungen	(7)	0,1	1.341,3
Verbindlichkeiten			
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		0,0	72,7
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	(8)	788,7	743,2
Sonstige Verbindlichkeiten		0,0	32,6
		<u>788,7</u>	<u>848,5</u>
Rechnungsabgrenzungsposten		0,0	67,8
		<u>5.156,1</u>	<u>7.673,5</u>

Uniper AG

Gewinn- und Verlustrechnung vom 1. Januar bis 31. Dezember 2015

<u>in Mio. €</u>	<u>Anhang</u>	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Umsatzerlöse		0,0	2.265,7
Andere aktivierte Eigenleistungen		0,0	2,1
Sonstige betriebliche Erträge		0,0	413,9
Materialaufwand		0,0	-1.558,4
Personalaufwand		0,0	-303,1
Abschreibungen		0,0	-75,3
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(9)	-0,1	-180,8
Beteiligungsergebnis	(10)	787,6	35,2
Zinsergebnis	(11)	0,1	-32,6
Abschreibungen auf Finanzanlagen		0,0	-142,0
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		<u>787,6</u>	<u>424,7</u>
Jahresergebnis vor Ergebnisabführung		<u>787,6</u>	<u>424,7</u>
Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn	(12)	787,6	424,7
Jahresüberschuss		<u>0,0</u>	<u>0,0</u>

Uniper AG

Kapitalflussrechnung vom 1. Januar zum 31. Dezember 2015

		in Mio € ¹
1.	Periodenergebnis (Jahresüberschuss)	787,60
2.	+/- Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	—
3.	+/- Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	0,10
4.	+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	—
5.	-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	—
6.	+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	—
7.	-/+ Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	—
8.	+/- Zinsaufwendungen/Zinserträge	-0,10
9.	- Sonstige Beteiligungserträge	-787,60
10.	+/- Aufwendungen/Erträge aus außerordentlichen Posten	—
11.	+ Einzahlungen aus außerordentlichen Posten	—
12.	= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit (Summe aus 1 bis 11)	—
13.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immateriellen Anlagevermögens	—
14.	- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	—
15.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	—
16.	- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	—
17.	+ Erhaltene Zinsen	—
18.	+ Erhaltene Dividenden	—
19.	- Auszahlungen für Verlustübernahmen	—
20.	+ Einzahlungen aus Gewinnabführungsverträgen	—
21.	= Cashflow aus der Investitionstätigkeit (Summe aus 12 bis 19)	—
22.	- Gezahlte Zinsen	—
23.	- Gezahlte Dividenden	—
24.	+/- Veränderung aus der Konzernfinanzierungstätigkeit ²	1,10
25.	= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit (Summe aus 21 bis 23)³	1,10
26.	Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus 11, 20, 25)	1,10
27.	+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	—
28.	= Finanzmittelfonds am Ende der Periode (Summe aus 26 bis 27)	1,10
29.	liquide Mittel lt. Bilanz	1,10

1 Darstellung bereinigt um Ausgliederungseffekte (siehe Anhang)

2 Enthält Veränderungen aus dem Cash Pooling mit verbundenen Unternehmen

3 Rückführung der Kapitalrücklage in Höhe von 3.999 Mio € ist nicht in der Kapitalflussrechnung aufgeführt, da eine Verrechnung mit den Forderungen gegen Gesellschafter erfolgt ist

Uniper AG

Eigenkapitalveränderungsrechnung vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2015

	in Mio €	
	2015	2014
Gezeichnetes Kapital		
Stand 1. Januar	283,4	283,4
+ Kapitalerhöhung	(+1T€)	—
Stand 31. Dezember	283,4	283,4
Kapitalrücklage		
Stand 1. Januar	5.113,2	5.113,2
./ Auflösung der Kapitalrücklage i.S.d §272. Abs.2 Nr.4 HGB	3.999,3	—
+ Erhöhung der Kapitalrücklage i.S.d. §272 Abs.2 Nr.1 HGB	2.954,2	—
Stand 31. Dezember	4.068,1	5.113,2
Gewinnrücklage		
Stand 1. Januar	15,8	15,8
Stand 31. Dezember	15,8	15,8

Uniper AG, Düsseldorf
Anhang für das Geschäftsjahr 2015 (1. Januar – 31. Dezember 2015)

A. Vorbemerkungen

Der E.ON-Konzern führt derzeit im Rahmen des Projekts „One2Two“ eine Umstrukturierung durch, bei der die Geschäftsfelder europäische und internationale Stromerzeugung, globaler Energiehandel und Exploration & Produktion in eine eigenständige Gesellschaft (Uniper AG) überführt werden, deren Aktien mehrheitlich an die Aktionäre der E.ON SE im Zuge einer Abspaltung („Spin-off“) ausgegeben werden sollen. Im Berichtsjahr 2015 wurden bereits erste Schritte der Umstrukturierung auf Ebene der Uniper AG (UAG; vormals E.ON Kraftwerke GmbH) durchgeführt.

In diesem Zusammenhang wurden die den Geschäftsbetrieb der E.ON Kraftwerke GmbH (EKW) betreffenden Vermögensgegenstände und Schulden auf Basis des Ausgliederungs- und Übernahmevertrags vom 26. August 2015 zunächst auf die Uniper Holding GmbH (UHG) und im Anschluss auf die Uniper Kraftwerke GmbH (UKW, vormals E.ON 18. Verwaltungs GmbH) im Rahmen einer Kettenausgliederung zur Aufnahme im Sinne des § 123 Abs. 3 Nr. 1 UmwG, jeweils unter der Anwendung der Buchwertfortführung nach § 24 UmwG, ausgegliedert. Als Ausgliederungsstichtag wurde der 1. Januar 2015 festgelegt. Die Eintragung ins Handelsregister erfolgte am 25. September 2015.

Darüber hinaus erfolgte im Rahmen einer Kettenausgliederung auf der Grundlage der Ausgliederungsverträge I und II vom 29. September 2015 zum Spaltungsstichtag 1. Oktober 2015 die Ausgliederung und Übertragung bestimmter Beteiligungen und Verträge von der E.ON Beteiligungen GmbH (EOB) auf die UAG (Ausgliederungsvertrag I) und im Anschluss von der UAG auf die UHG (Ausgliederungsvertrag II). Die Eintragung ins Handelsregister erfolgte am 16. November 2015.

Die Geschäftszahlen des Vorjahres sind aufgrund der beschriebenen Ausgliederungsvorgänge nicht mit denen des aktuellen Geschäftsjahres vergleichbar. Die UAG firmierte im Geschäftsjahr 2015 zunächst unter dem Namen E.ON Kraftwerke GmbH. Mit Beschluss der Gesellschafterversammlung vom 23. November 2015 wurde die EKW durch Umwandlung im Wege des Rechtsformwechsels in Uniper AG umfirmiert. Der Eintrag ins Handelsregister erfolgte am 18. Dezember 2015.

Jahresabschluss

Der Jahresabschluss 2015 wurde nach den Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB), des Aktiengesetzes (AktG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt.

Die UAG ist eine Kleinstkapitalgesellschaft und nimmt, nach Umsetzung der zuvor beschriebenen Ausgliederungen der den Geschäftsbetrieb der EKW betreffenden Vermögensgegenstände und Schulden, geschäftsleitende Holding-Funktionen wahr. Der Anhang ist gemäß § 288 Abs. 1 HGB und § 274a HGB unter teilweiser Berücksichtigung der Erleichterungen für kleine Kapitalgesellschaften aufgestellt. Die Erleichterungen für Kleinstkapitalgesellschaften wurden nicht in Anspruch genommen. Der Ausweis erfolgt – soweit nicht anders angegeben – in Millionen EURO (Mio. €). Die im Vorjahr angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden werden im Berichtsjahr fortgeführt. Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang zu machen sind, insgesamt im Anhang angeführt. Soweit einzelne Posten in der Bilanz oder Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Anhang. Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Für die Gewinn- und Verlustrechnung findet das Gesamtkostenverfahren Anwendung.

Konzernzugehörigkeit

Die UAG ist gemäß § 291 HGB von der Verpflichtung, einen Konzernabschluss sowie einen Konzernlagebericht gemäß §§ 290 ff. HGB aufzustellen, befreit.

Die UAG wird mit ihrem Tochterunternehmen in den befreienden Konzernabschluss der E.ON SE, Düsseldorf, (HRB 69043) einbezogen. Die E.ON SE ist das Mutterunternehmen, das den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für den größten und kleinsten Kreis von Unternehmen

aufstellt. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Internet unter www.bundesanzeiger.de oder www.eon.com zugänglich.

Die E.ON SE stellt den Konzernabschluss entsprechend § 315a HGB nach den Rechnungslegungsvorschriften der International Financial Reporting Standards (IFRS) und der Interpretationen des IFRS Interpretations Committee (IFRIC) auf, wie sie von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der Europäischen Union übernommen wurden und zum 31. Dezember 2015 verpflichtend anzuwenden waren.

B. Allgemeine Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

Das Finanzanlagevermögen wird zu Anschaffungskosten unter Beachtung des Niederstwertprinzips bilanziert.

Soweit der nach vorstehenden Grundsätzen ermittelte Buchwert von Gegenständen des Anlagevermögens über dem Wert liegt, der ihnen am Abschlussstichtag beizulegen ist, wird dem durch außerplanmäßige Abschreibungen Rechnung getragen.

Umlaufvermögen

Forderungen und alle übrigen sonstigen Vermögensgegenstände sowie der Kassen- und Bankbestand sind mit den Nennbeträgen bewertet. Erkennbare Ausfallrisiken werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

PASSIVA

Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital ist mit dem Nominalwert des Grundkapitals angesetzt.

Rückstellungen

In den Rückstellungen werden alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten berücksichtigt. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen.

C. Erläuterungen zur Bilanz

Die Vorjahresbilanz der UAG zum 31. Dezember 2014 angepasst um die mit wirtschaftlicher Rückwirkung zum 1. Januar 2015 übergegangenen Vermögensgegenstände und Schulden stellt sich im Vergleich zur Bilanz zum 31. Dezember 2015 vereinfachend wie folgt dar:

<u>Bilanz</u>	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>Mio. Euro</u>	<u>Mio. Euro</u>	<u>pro forma</u>
			<u>Mio. Euro</u>
<u>Anlagevermögen</u>			
Immaterielle Vermögensgegenstände	0,0	30,5	0,0
Sachanlagen	0,0	2.625,4	0,0
<u>Finanzanlagen</u>			
Anteile an verbundenen Unternehmen	4.367,4	796,9	1.413,1
Übrige Finanzanlagen	0,0	74,2	0,0
<u>Umlaufvermögen</u>			
Vorräte	0,0	204,6	0,0
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	787,6	3.739,4	3.999,3
Guthaben bei Kreditinstituten	1,1	(1,8T€)	0,0
Rechnungsabgrenzungsposten	0,0	191,5	0,0
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	0,0	11,0	0,0
Bilanzsumme (Aktiva)	5.156,1	7.673,5	5.412,4
	<u>31.12.2015</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2014</u>
	<u>Mio. Euro</u>	<u>Mio. Euro</u>	<u>pro forma</u>
			<u>Mio. Euro</u>
<u>Eigenkapital</u>			
Gezeichnetes Kapital	283,4	283,4	283,4
Kapitalrücklage	4.068,1	5.113,2	5.113,2
Gewinnrücklagen	15,8	15,8	15,8
<u>Fremdkapital</u>			
Zuschüsse	0,0	3,5	0,0
Rückstellungen	0,1	1.341,3	0,0
Verbindlichkeiten	788,7	848,5	0,0
Rechnungsabgrenzungsposten	0,0	67,8	0,0
Bilanzsumme (Passiva)	5.156,1	7.673,5	5.412,4

(1) Finanzanlagen

Das Finanzanlagevermögen erhöhte sich insgesamt gegenüber dem Vorjahr um 3.496,3 Mio. €.

Der Anstieg des Finanzanlagevermögens resultiert zum einen aus den Transaktionen auf Basis des Ausgliederungs- und Übernahmevertrags vom 26. August 2015, durch die sich bei der UAG der Beteiligungsbuchwert der UHG als Gegenleistung für die übertragenen Vermögensgegenstände und Schulden erhöhte. Zum anderen stieg das Finanzanlagevermögen mit Wirkung zum 1. Oktober 2015 durch die Übertragung weiterer Beteiligungen gemäß Ausgliederungs- und Übernahmevertrag vom 29. September 2015.

Die Beteiligungen in Höhe von 77,49% an der Rhein-Main-Donau AG (RMD), 100% an der Uniper Global Commodities SE (vormals E.ON Global Commodities SE), 100% an der Uniper Generation GmbH (vormals E.ON Generation GmbH) sowie 100% an der Uniper Technologies GmbH (vormals E.ON Technologies GmbH) wurden übertragen.

Die Aufstellung des Anteilsbesitzes der UAG stellt sich wie folgt dar:

Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 285 Nr. 11 HGB (Stand 31. Dezember 2015)

Gesellschaft	Land	Sitz	Anteile am Kapital in %	Eigenkapital (2015) in Mio €	Ergebnis (2015) in Mio €
Unmittelbar verbundene Unternehmen					
Uniper Holding GmbH ^{1), 4)}	DE	Düsseldorf	46,65	11.190,96	—
Mittelbar verbundene Unternehmen					
E.ON Global Commodities SE (seit 2016 Uniper Global Commodities SE) ^{2), 4)}	DE	Düsseldorf	100	2.329,00	—
E.ON Trend s.r.o. (seit 2016 Uniper Trend s.r.o.) ²⁾	CZ	České Budějovice	100	4.382,52	-48,27
Sydkraft AB ²⁾	SE	Skåne	100	3.123,19	0,06
E.ON Exploration & Production GmbH (seit 2016 Uniper Exploration & Production GmbH) ^{2), 3), 4)}	DE	Düsseldorf	100	1.693,64	—
Uniper Kraftwerke GmbH ^{2), 4)}	DE	Düsseldorf	100	1.413,17	—
UNIPER UK Limited ²⁾	UK	Coventry	100	—	—
DD Brazil Holdings S.à r.l. ²⁾	LU	Luxemburg	100	260,37	-408,82
E.ON Technologies GmbH (seit 2016 Uniper Technologies GmbH) ^{2), 4)}	DE	Gelsenkirchen	100	76,56	—
E.ON Benelux Holding b.v. (seit 2016 Uniper Benelux Holding B.V.) ²⁾	NL	Rotterdam	100	197,53	-230,91
Rhein-Main-Donau Aktiengesellschaft ²⁾	DE	München	77,49	110,17	—
E.ON Global Commodities North America LLC (seit 2016 Uniper Global Commodities North America LLC) ²⁾	US	Wilmington	80	31,53	3,20
E.ON Risk Consulting GmbH (seit 2016 Uniper Risk Consulting GmbH) ²⁾	DE	Düsseldorf	100	14,05	2,25
Ergon Holdings Ltd ²⁾	MT	St. Julians	100	153,23	0,20
E.ON France S.A.S. (seit 2016 Uniper France S.A.S.) ²⁾	FR	Paris	97,88	36,16	-561,92
E.ON Generation GmbH (seit 2016 Uniper Generation GmbH) ^{2), 4)}	DE	Hannover	100	0,03	—
E.ON Perspekt GmbH ²⁾	DE	Düsseldorf	30	0,03	—
Energie-Pensions-Management GmbH ²⁾	DE	Hannover	30	0,03	0

1) Stimmrechte 51%

2) Anteil der Uniper Holding GmbH

3) Für die Gesellschaft wird §264 (3) HGB in Anspruch genommen

4) Ergebnisabführungsvertrag (Ergebnis nach Ergebnisabführung)

(2) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

	31.12.2015		31.12.2014	
	Gesamtbetrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr	Gesamtbetrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr
		Mio. Euro		Mio. Euro
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen . . .	0,0	0,0	112,0	86,8
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	787,6	0,0	3.570,2	41,6
davon gegen Gesellschafterin	0,0	0,0	(203,3)	(0,0)
Sonstige Vermögensgegenstände	0,0	0,0	57,2	0,0
	787,6	0,0	3.739,4	128,4

Die Forderungen in Höhe von 787,6 Mio. € resultieren aus einem mit der UHG abgeschlossenen Ergebnisabführungsvertrag.

(3) Guthaben bei Kreditinstituten

Die zum 31. Dezember 2015 bestehenden flüssigen Mittel enthalten ausschließlich Bankguthaben.

(4) Gezeichnetes Kapital

Das Grundkapital ist eingeteilt in 283.445.000 auf den Namen lautende Stückaktien und beträgt 283.445.000 €. Das Grundkapital ist im Rahmen der vorgenannten Ausgliederungsvorgänge erbracht worden.

Zur Durchführung der Ausgliederung wurde das Stammkapital des übernehmenden Rechtsträgers UAG von 283.444.000 € um 1.000 € auf 283.445.000 € durch die Bildung von 1.000 neuen Geschäftsanteilen im Nennbetrag erhöht.

(5) Kapitalrücklage

Die Kapitalrücklagen betragen 4.068,1 Mio. € und haben sich folgendermaßen entwickelt:

Im Berichtsjahr wurde mit Gesellschafterbeschluss vom 28. September 2015 beschlossen, einen Betrag in Höhe von 3.999,3 Mio. € von der UAG an die EOB als Entnahme auszuzahlen. Eine Auflösung der Kapitalrücklage (§ 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB) erfolgte dementsprechend.

Auf Basis der Ausgliederungsverträge I und II erfolgte im nächsten Schritt eine Erhöhung der Kapitalrücklage (§ 272 Abs. 2 Nr. 1 HGB) um 2.954,2 Mio. €.

(6) Gewinnrücklage

Die Gewinnrücklagen betragen unverändert 15,8 Mio. €. Dabei handelt es sich ausschließlich um andere Gewinnrücklagen (§ 272 Abs. 3 S. 2 HGB).

(7) Rückstellungen

Die Rückstellungen setzen sich aus Kosten der Gründungsprüfung, der Jahresabschlussprüfung sowie aus ausstehenden Rechnungen zusammen.

(8) Verbindlichkeiten

	31.12.2015			31.12.2014		
	Gesamt- betrag	davon mit einer Rest- laufzeit bis zu 1 Jahr	davon mit einer Rest- laufzeit über 5 Jahr	Gesamt- betrag	davon mit einer Rest- laufzeit bis zu 1 Jahr	davon mit einer Rest- laufzeit über 5 Jahr
		Mio. Euro	Mio. Euro		Mio. Euro	Mio. Euro
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	0,0	0,0	0,0	72,8	71,4	0,3
Verbindlichkeiten gegen verbundene Unternehmen	788,7	788,7	0,0	703,9	703,6	0,3
<i>davon Verbindlichkeiten gegenüber Gesellschafterin</i>	<i>(787,6)</i>	<i>(787,6)</i>	<i>0,0</i>	<i>(430,6)</i>	<i>(430,6)</i>	<i>(0,0)</i>
Verbindlichkeiten gegenüber Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	0,0	0,0	0,0	39,2	39,2	0,0
Sonstige Verbindlichkeiten	0,0	0,0	0,0	32,6	26,4	0,3
<i>davon aus Steuern</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>(5,3)</i>	<i>(5,3)</i>	<i>(0,0)</i>
<i>davon im Rahmen der sozialen Sicherheit ..</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>0,0</i>	<i>(2,2)</i>	<i>(2,2)</i>	<i>(0,0)</i>
	788,7	788,7	0,0	848,5	840,6	0,9

Die Verbindlichkeiten resultieren im Wesentlichen aus Verbindlichkeiten aus Ergebnisabführung an die EOB in Höhe von 787,6 Mio. € (Vorjahr 424,7 Mio. €) sowie aus dem Cash-Pooling-Vertrag mit der E.ON SE in Höhe von 1,1 Mio. €.

D. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(9) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen im Geschäftsjahr in Höhe von 0,1 Mio. € (Vorjahr 0,2 Mio. €) enthalten Prüfungs- und Beratungskosten im Zusammenhang mit der Ausgliederung sowie Jahresabschlusskosten.

(10) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis im abgelaufenen Geschäftsjahr beträgt 787,6 Mio. € (Vorjahr 35,2 Mio. €) und resultiert im Berichtsjahr aus dem Ertrag aus dem Gewinnabführungsvertrag mit der UHG und damit in voller Höhe aus verbundenen Unternehmen.

(11) Zinsergebnis

Im Geschäftsjahr 2015 weist die UAG ein positives Zinsergebnis in Höhe von 0,1 Mio. € (Vorjahr -32,6 Mio. €) aus, welches fast vollständig gegenüber verbundenen Unternehmen realisiert wurde (Vorjahr 41,0 Mio. €).

(12) Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn

Für das abgelaufene Berichtsjahr weist die UAG einen an die EOB abzuführenden Gewinn in Höhe von 787,6 Mio. € aus (Vorjahr 424,7 Mio. €).

Sonstige Angaben

Die Mitglieder des Aufsichtsrats erhielten im Geschäftsjahr keine Vergütung.

Die Mitglieder des Vorstands sind bei E.ON SE beziehungsweise Tochterunternehmen beschäftigt und erhielten keine Vergütung, Kredite oder Vorschüsse von der Gesellschaft.

Auf die Angaben zum Honorar des Abschlussprüfers und des Vorstands wird verzichtet, da diese Angaben im Konzernanhang der E.ON SE enthalten sind.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands sind in der Anlage 1 genannt, die Bestandteil des Anhangs ist.

Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen (§ 6b Abs. 2 EnWG).

Die UAG war im Geschäftsjahr bis zur Ausgliederung der den Geschäftsbetrieb der EKW betreffenden Vermögensgegenstände und Schulden als Betreiberin von Erzeugungsanlagen tätig und fiel somit im Geschäftsjahr 2015 unter den Anwendungsbereich des § 6b EnWG.

Vertragsbeziehungen größeren Umfangs bestehen insbesondere mit E.ON SE über die Anlage beziehungsweise Aufnahme liquider Mittel (Cash-Pooling-Vertrag). Zum Bilanzstichtag werden hieraus Verbindlichkeiten in Höhe von 1,1 Mio. € bilanziert. Im Berichtsjahr ist ein Zinsergebnis mit der E.ON SE in Höhe von 0,1 Mio. € angefallen.

Es besteht ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der EOB, aus dem Verbindlichkeiten in Höhe von 787,6 Mio. € bestehen.

Es besteht ein Beherrschungs- und Gewinnabführungsvertrag mit der UHG, aus dem Forderungen in Höhe von 787,6 Mio. € bestehen.

Düsseldorf, den 07. April 2016

Uniper AG

Der Vorstand

Klaus Schäfer

Christopher Delbrück

Eckhardt Rümmler

Keith Martin

Anlage 1

Übersicht Vorstand und Aufsichtsrat

Vorstand/Geschäftsführung Uniper AG

Klaus Schäfer

(ab 30. Dezember 2015)

Vorsitzender des Vorstands
Chief Executive Officer

Christopher Delbrück

(ab 30. Dezember 2015)

Mitglied des Vorstands
Chief Financial Officer

Eckhardt Rümmler

(ab 30. Dezember 2015)

Mitglied des Vorstands
Chief Operating Officer

Keith Martin

(ab 1. März 2016)

Mitglied des Vorstandes
Chief Commercial Officer

Marc Hoffmann

(vom 18. Dezember bis 29. Dezember 2015)

Mitglied des Vorstands
Senior Vice President
Risk, Accounting & Controlling
E.ON SE

Dr. Christoph Radke

(vom 18. Dezember bis 29. Dezember 2015)

Mitglied des Vorstands
Vice President
Legal & Compliance
E.ON SE

Dirk Jost

(bis 17. Dezember 2015)

Vorsitzender der Geschäftsführung
E.ON Kraftwerke GmbH

Dr. Ulf Klostermann

(bis 17. Dezember 2015)

Mitglied der Geschäftsführung
E.ON Kraftwerke GmbH

Aufsichtsrat Uniper AG

Dr. Bernhard Reutersberg

(ab 18. Dezember 2015)

Vorsitzender des Aufsichtsrats
Chief Markets Officer
E.ON SE

Dr. Johannes Teyssen

(ab 18. Dezember 2015)

Mitglied des Aufsichtsrats
Chief Executive Officer
E.ON SE

Michael Sen

(ab 18. Dezember 2015)

Mitglied des Aufsichtsrats
Chief Financial Officer
E.ON SE

Eckhardt Rümmler

(vom 1. März bis 3. November 2015)

Vorsitzender des Aufsichtsrats
Chief Operating Officer
Uniper AG

Dr. Bernhard Fischer

(bis 28. Februar 2015)

Vorsitzender des Aufsichtsrats
ehemals Geschäftsführer
Generation GmbH

Dr. Walter Hohlefelder

(bis 28. Februar 2015)

Mitglied des Aufsichtsrats
ehemaliges Mitglied des Vorstandes
E.ON Energie AG

Hermann Ikemann

(bis 28. Februar 2015)

Mitglied des Aufsichtsrats
ehemals Global Head of Employee
Relations & Labor Law
E.ON SE

Dirk Steinheider

(bis 28. Februar 2015)

Mitglied des Aufsichtsrats
ehemals Geschäftsführer
E.ON Generation GmbH

Claus-Christian Gleimann (vom 1. März 2015 bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Director Employee Relations / Labor Law E.ON SE
Michael Kamsteeg (vom 1. März 2015 bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Geschäftsführer Uniper Kraftwerke GmbH
Dr. Ingo Luge (bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Vorsitzender der Geschäftsführung E.ON Deutschland E.ON SE
Dr. Michael Moser (vom 1. März 2015 bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Projektleiter Transaktion "One2two", M & A Legal E.ON SE
Dr. Nanna Rapp (bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Managing Director E.ON Inhouse Consulting GmbH
Dr. Marc Spieker (bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Leiter Investor Relations E.ON SE
Jörn Becker (vom 6. Oktober 2015 bis 3. November 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Senior Vice President Corporate & Governance Uniper AG
Dr. Patrick Wolff (bis 5. Oktober 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Executive Vice President Legal & Compliance Uniper AG
Holger Grzella (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Vorsitzender des Betriebsrats Kraftwerkgruppe West Uniper Kraftwerke GmbH
Anton Baumgartner (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Betriebsleitung Isar Uniper Kraftwerke GmbH
Alexander Gröbner (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Bezirksgeschäftsführer Bezirk Oberpfalz ver.di
Matthias Hube (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Leiter Kraftwerk Maasvlakte Uniper Kraftwerke GmbH
Josef Irlsberger (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Vorsitzender der Betriebsrats Flussgruppe Lech Uniper Kraftwerke GmbH
Peter Obramski (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Leiter des Bezirks Ruhr-Mitte IG Bergbau, Chemie und Energie
Andreas Reichwald (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Vorsitzender des Betriebsrats Zentrale Hannover Uniper Kraftwerke GmbH
Eberhard Schomburg (bis 25. September 2015)	Mitglied des Aufsichtsrats Vorsitzender des Spartenbetriebsrates Uniper Kraftwerke GmbH

Anlage 2

Entwicklung des Anlagevermögens

in Mio. €

	Anschaffungs- und Herstellungskosten		Abschreibungen		Buchwerte		
	Stand 01.01.2015	Zugänge	Abgänge	Stand 01.01.2015	Abgänge 31.12.2015	Stand 31.12.2015	Stand 31.12.2014
Immaterielle Vermögensgegenstände							
Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte und ähnliche Rechte und Werte sowie							
Lizenzen an solchen Rechten und Werten	150,8	0,0	150,8	120,3	120,3	0,0	30,5
	150,8	0,0	150,8	120,3	120,3	0,0	30,5
Sachanlagen							
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauteneinschließlich							
der Bauten auf fremden Grundstücken	869,9	0,0	869,9	549,9	549,9	0,0	320,0
Technische Anlagen und Maschinen	6.526,2	0,0	6.526,2	5.996,0	5.996,0	0,0	530,2
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	86,6	0,0	86,6	72,4	72,4	0,0	14,2
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	1.761,0	0,0	1.761,0	0,0	0,0	0,0	1.761,0
	9.243,7	0,0	9.243,7	6.618,3	6.618,3	0,0	2.625,4
Finanzanlagen							
Anteile an verbundenen Unternehmen	1.646,3	4.367,4	1.646,3	849,4	849,4	4.367,4	796,9
Ausleihungen an verbundene Unternehmen	62,3	0,0	62,3	0,0	0,0	0,0	62,3
Beteiligungen	19,5	0,0	19,5	7,8	7,8	0,0	11,7
Sonstige Ausleihungen	0,2	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
	1.728,3	4.367,4	1.728,3	857,2	857,2	4.367,4	871,1
	11.122,8	4.367,4	11.122,8	7.595,8	7.595,8	4.367,4	3.527,0

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

An die Uniper AG, Düsseldorf

Wir haben den Jahresabschluss - bestehend aus Bilanz und Gewinn- und Verlustrechnung, Anhang, Kapitalflussrechnung sowie Eigenkapitalveränderungsrechnung - unter Einbeziehung der Buchführung der Uniper AG, Düsseldorf, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2015 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind. Die Buchführung und die Aufstellung des Jahresabschlusses nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung und Jahresabschluss sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen des Vorstands, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Diese Bestätigung erteilen wir aufgrund unserer pflichtgemäßen, am 19. Februar 2016 abgeschlossenen Abschlussprüfung und unserer Nachtragsprüfung, die sich auf die Ergänzung des Jahresabschlusses um eine Kapitalflussrechnung und eine Eigenkapitalveränderungsrechnung sowie die Anpassung der Angaben zum Beteiligungsbesitz gemäß § 285 Nr. 11 HGB bezog. Die Nachtragsprüfung hat zu keinen Einwendungen geführt.

Hannover, den 19. Februar 2016/

begrenzt auf die vorgenannten Änderungen: 8. April 2016

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Sven Rosorius
Wirtschaftsprüfer

Thorsten Wesch
Wirtschaftsprüfer

**Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das
zum 31. Dezember 2014 endende Geschäftsjahr**

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Bilanz

Aktiva

<u>in Mio. €</u>	<u>Anhang</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013</u>
Anlagevermögen			
Immaterielle Vermögensgegenstände	(1)	30,5	32,2
Sachanlagen	(1)	2.625,4	2.365,2
Finanzanlagen	(2)		
Anteile an verbundenen Unternehmen		796,9	879,4
Übrige Finanzanlagen		74,2	78,7
		<u>3.527,0</u>	<u>3.355,5</u>
Umlaufvermögen			
Vorräte	(3)	204,6	253,0
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(4)	3.739,4	3.921,8
Flüssige Mittel	(5)	(1,8 T €)	0,3
		<u>3.944,0</u>	<u>4.175,1</u>
Rechnungsabgrenzungsposten	(6)	191,5	200,6
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	(7)	11,0	15,0
		<u>7.673,5</u>	<u>7.746,2</u>

Passiva

<u>in Mio. €</u>	<u>Anhang</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013</u>
Eigenkapital			
Gezeichnetes Kapital	(8)	283,4	283,4
Kapitalrücklage		5.113,2	5.113,2
Gewinnrücklagen		15,8	15,8
		<u>5.412,4</u>	<u>5.412,4</u>
Zuschüsse	(9)	3,5	20,9
Rückstellungen	(10)	1.341,3	1.435,8
Verbindlichkeiten	(11)	848,5	690,5
Rechnungsabgrenzungsposten	(12)	67,8	186,6
		<u>7.673,5</u>	<u>7.746,2</u>

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Anhang	2014	2013
Umsatzerlöse	(15)	2.265,7	2.706,5
Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen		0,0	-0,4
Andere aktivierte Eigenleistungen		2,1	1,9
Sonstige betriebliche Erträge	(16)	413,9	236,7
Materialaufwand	(17)	1.558,4	1.832,3
Personalaufwand	(18)	303,1	296,9
Abschreibungen	(19)	75,3	81,4
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(20)	180,8	254,0
Beteiligungsergebnis	(21)	35,2	27,0
Zinsergebnis	(22)	-32,6	-23,4
Abschreibungen auf Finanzanlagen	(23)	142,0	233,9
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		424,7	249,8
Außerordentliches Ergebnis	(24)	0,0	-32,4
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(25)	(-1,6 T €)	(-19 T €)
Jahresergebnis vor Ergebnisabführung		424,7	217,4
Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn	(26)	424,7	217,4
Jahresüberschuss		0,0	0,0

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Anhang

A. Vorbemerkungen

Jahresabschluss

Der Jahresabschluss wird nach den Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für große Kapitalgesellschaften, des GmbH-Gesetzes (GmbHG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt. Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Der Ausweis erfolgt – soweit nicht anders angegeben – in Millionen EURO (Mio. €). Die im Vorjahr angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden werden im Berichtsjahr fortgeführt.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang zu machen sind, insgesamt im Anhang aufgeführt. Soweit einzelne Posten in der Bilanz oder Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Anhang. Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Konzernzugehörigkeit

Die E.ON Kraftwerke GmbH ist gemäß § 291 HGB von der Verpflichtung, einen Konzernabschluss sowie einen Konzernlagebericht gemäß §§ 290 ff. HGB aufzustellen, befreit.

Die E.ON Kraftwerke GmbH wird mit ihren Tochterunternehmen in den befreienden Konzernabschluss der E.ON SE, Düsseldorf, (HRB 69043) einbezogen. Die E.ON SE ist das Mutterunternehmen, das den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für den größten und kleinsten Kreis von Unternehmen aufstellt. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Internet unter www.bundesanzeiger.de oder www.eon.com zugänglich.

Die E.ON SE stellt den Konzernabschluss entsprechend § 315a HGB nach den internationalen Rechnungslegungsvorschriften auf, wie sie von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der Europäischen Union übernommen wurden (IFRS).

B. Allgemeine Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger Abschreibungen, sofern abnutzbar, bewertet. Neben der linearen findet auch die degressive Abschreibungsmethode Anwendung. Für Sachanlagen, die bereits zum 01.01.2010 vorhanden waren und degressiv abgeschrieben wurden, wird das Beibehaltungswahlrecht gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB ausgeübt und die degressive Abschreibung fortgeführt. Zugänge ab dem Geschäftsjahr 2010 werden ausschließlich linear entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Den Abschreibungen auf Sachanlagen liegen im Wesentlichen die folgenden Nutzungsdauern zugrunde:

- Immaterielle Vermögensgegenstände 3 bis 91 Jahre
(Wassernutzungsrechte basierend auf individuellen Verträgen)
- Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken 10 bis 60 Jahre
- Technische Anlagen und Maschinen 8 bis 40 Jahre
- Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung 3 bis 20 Jahre

In den Herstellungskosten der selbst erstellten Sachanlagen sind neben den direkt zurechenbaren Fertigungs- und Materialkosten auch angemessene Teile der Materialgemeinkosten, der Fertigungsgemeinkosten und des Werteverzehrs des Anlagevermögens enthalten. In die Herstellungskosten des Kraftwerks Pleinting sind Fremdkapitalzinsen einbezogen.

Aufgrund untergeordneter Bedeutung werden abnutzbare Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten zwischen 150 € und 1.000 € in einen Sammelposten gebucht und linear über fünf Jahre abgeschrieben. Abnutzbare Vermögensgegenstände, deren Anschaffungskosten 150 € nicht übersteigen, werden im Zugangsjahr voll aufwandswirksam berücksichtigt.

Das Finanzanlagevermögen wird zu Anschaffungskosten unter Beachtung des Niederstwertprinzips bilanziert.

Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert, unverzinsliche und niedrig verzinsliche Ausleihungen mit dem Barwert angesetzt.

Soweit der nach vorstehenden Grundsätzen ermittelte Buchwert von Gegenständen des Anlagevermögens über dem Wert liegt, der ihnen am Abschlussstichtag beizulegen ist, wird dem durch außerplanmäßige Abschreibungen Rechnung getragen.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu den Anschaffungs-/Herstellungskosten oder zu niedrigeren Marktwerten beziehungsweise einem niedrigeren beizulegenden Wert. Die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe werden im Wesentlichen zu fortgeschriebenen Durchschnittspreisen oder zu niedrigeren Marktpreisen bewertet.

Emissionsrechte werden im Zuteilungs- beziehungsweise Erwerbszeitpunkt bilanziert. Der Gesellschaft wurden für das Geschäftsjahr 565.302 Zertifikate kostenlos zugeteilt. Eine Bewertung erfolgt nur, sofern Anschaffungskosten vorliegen. Der Bestand an Zertifikaten beträgt 1,7 Mio. Stück. Der Zeitwert pro Zertifikat zum Stichtag beträgt 6,54 € je Tonne CO₂ (Carbix).

Forderungen und alle übrigen sonstigen Vermögensgegenstände sowie der Kassen- und Bankbestand sind mit den Nennbeträgen bewertet. Erkennbare Ausfallrisiken werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Vermögensgegenstände des Deckungsvermögens

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der betrieblichen Altersversorgung sowie aus Altersteilzeitguthaben der Mitarbeiter sind entsprechende Mittel in Fondsanteilen sowie in Festgeldern angelegt; ferner bestehen Ansprüche aus rückgedeckten Pensionsverpflichtungen gegen die Versorgungskasse Energie VVaG, Hannover (VKE). Die Fondsanteile werden vom E.ON Pension Trust e.V. sowie vom Pensionsabwicklungsstrust e.V., beide Düsseldorf, und die Festgelder bezüglich Altersteilzeitguthaben von der Energie-Sicherungstreuhand e.V., Hannover, treuhänderisch für die EKW verwaltet. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Die Bewertung des Deckungsvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert. Dieser wird mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen gemäß § 246 Abs. 2 HGB verrechnet. Entsprechend wird mit den zugehörigen Aufwendungen und Erträgen aus Zinseffekten und aus dem zu verrechnenden Vermögen verfahren. Der sich ergebende Verpflichtungsüberhang wird unter den Rückstellungen erfasst. Der die Verpflichtung übersteigende beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wird als „Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung“ auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen.

PASSIVA

Rückstellungen

(Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen)

Die Bewertung der Pensionen und pensionsähnlichen Verpflichtungen erfolgt nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Nach diesem Verfahren errechnet sich die Höhe der Pensionsverpflichtungen aus der zum Bilanzstichtag verdienten Anwartschaft unter Berücksichtigung künftiger Gehaltssteigerungen. Für die Abzinsung der Pensionsverpflichtungen wird der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichte durchschnittliche Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren zugrunde gelegt. Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die

Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung unter Berücksichtigung der Regelungen des RV-Altersgrenzenanpassungsgesetzes vom 20.04.2007 herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen Vorruhestands- oder Altersteilzeitvereinbarungen wird das vertraglich vereinbarte Endalter berücksichtigt. Des Weiteren werden Fluktuationswahrscheinlichkeiten verwendet.

Mit Wirkung zum 31.12.2006 ist die MEON durch einen Vertrag über einen Schuldbeitritt nebst Erfüllungsübernahme Versorgungsverpflichtungen der Gesellschaft gegenüber aktiven Arbeitnehmern und deren Hinterbliebenen als Schuldnerin beigetreten (Schuldmitübernahme). MEON stellt die Gesellschaft im Innenverhältnis von den in diesem Vertrag genannten Versorgungsverpflichtungen frei. Als Gegenleistung für die Freistellung wurden von der Gesellschaft entsprechend werthaltige Vermögensgegenstände auf MEON übertragen. Die Bewertung der Freistellungsforderung erfolgt analog der Bewertung der zugrundeliegenden Versorgungsverpflichtung.

Die Freistellungsforderung wird offen mit den Pensionsrückstellungen verrechnet.

In 2014 hat die EKW zur Absicherung der Pensionsverpflichtungen die Einrichtung eines weiteren Contractual Trust Arrangement (CTA) umgesetzt. Hierzu hat die Gesellschaft mit den unabhängigen Treuhändern E.ON Pension Trust e.V. (Vermögensstreuher) und Pensionsabwicklungstrust e.V. (Sicherungstreuher) einen Treuhandvertrag abgeschlossen und 121,1 Mio. € auf den Sicherungstreuher sicherungsübereignet. Der Vermögensstreuher verwaltet das Vermögen. Der unmittelbar Verpflichtete aus den Pensionszusagen bleibt die EKW. Durch dieses CTA werden Pensionsverpflichtungen abgesichert, die nach dem 31.12.2006 entstanden sind. Die vor dem 01.01.2007 entstandenen Pensionsverpflichtungen wurden bereits mit Wirkung zum 31.12.2006 auf die MEON Pensions GmbH & Co. KG (MEON) ausgegliedert bzw. durch Schuldbeitritt der MEON auf diese übertragen. Die MEON hatte ihrerseits in 2006 ebenfalls einen CTA-Treuhandvertrag abgeschlossen, um übernommene Zahlungsverpflichtungen abzusichern. Dementsprechend sind durch den Vermögensstreuher künftige Pensionsverpflichtungen an die EKW erstattungsfähig, die nach dem 31.12.2006 entstanden sind und erfüllt wurden.

Durch die erstmalige Dotierung der EKW wird am Bilanzstichtag Deckungsvermögen in Höhe von 125,6 Mio. € gem. § 246 Abs. 2 HGB erstmals mit den Pensionsverpflichtungen verrechnet. Das zum beizulegenden Zeitwert bewertete Deckungsvermögen liegt um 4,5 Mio. € über den Anschaffungskosten. Diesem Mehrbetrag stehen ausreichend frei verfügbare Rücklagen gegenüber. Eine Abführungssperre besteht gemäß § 268 Abs. 8 HGB daher nicht.

(Rückstellungen für Jubiläums- und ähnliche Verpflichtungen)

Die Berechnung der Jubiläumsverpflichtungen erfolgt ebenfalls nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Analog zu den Pensionsverpflichtungen wird für Jubiläums- und Treueurlaubsverpflichtungen sowie für Sterbegeld- und Deputatsverpflichtungen der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichte Rechnungszins bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren herangezogen. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde.

(Rückstellungen für Altersteilzeit und Vorruhestand)

Für Altersteilzeit- und Vorruhestandsverpflichtungen wird von einer Duration von 1,2 Jahren bzw. 3,1 Jahren ausgegangen. Der für diese Durationsen maßgebliche Zins wurde mittels linearer Interpolation aus den von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Zinssätzen abgeleitet. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde.

(Andere sonstige Rückstellungen)

Die sonstigen Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Langfristige Rückstellungen (Restlaufzeit > 1 Jahr) werden mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzins der vergangenen sieben Jahre abgezinst. Die Abzinsung wird auch für ursprünglich langfristige Rückstellungen vorgenommen, deren Restlaufzeit am Bilanzstichtag ein Jahr nicht überschreitet.

Erträge und Aufwendungen aus der Ab- und Aufzinsung von Rückstellungen sowie aus Änderungen der Zinssätze werden gesondert unter dem Posten „Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge“ bzw. „sonstige Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ ausgewiesen.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen.

Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven bzw. passiven Rechnungsabgrenzungsposten wurden für Ausgaben bzw. Einnahmen gebildet, die späteren Perioden zuzuordnen sind.

Währungsumrechnung

Forderungen und Verbindlichkeiten in Fremdwährung werden mit dem zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles gültigen Mittelkurs umgerechnet. Für die Folgebewertung erfolgt eine Umrechnung zum Devisenkassamittelkurs.

Latente Steuern

Latente Steuern werden aufgrund eines bestehenden Ergebnisabführungsvertrags grundsätzlich bei der E.ON SE als Organträgerin berücksichtigt.

C. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens in 2014 ist aus dem Anlagespiegel ersichtlich, der als Anlage 1 Bestandteil des Anhangs ist. Sämtliche immaterielle Vermögensgegenstände sind entgeltlich erworben.

Die Zugänge zu den Sachanlagen betreffen vor allem Anlagen im Bau sowie Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen.

(2) Finanzanlagen

Die Aufstellung des Anteilsbesitzes der E.ON Kraftwerke GmbH ist aus der Anlage 2 ersichtlich, die Bestandteil des Anhangs ist.

In den Ausleihungen an verbundene Unternehmen sind ausschließlich Darlehen an die Kraftwerk Schkopau GbR ausgewiesen.

(3) Vorräte

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013</u>
Rohstoffe	107,5	153,5
Hilfs- und Betriebsstoffe	96,3	99,5
Emissionsrechte	0,8	0,0
	<u>204,6</u>	<u>253,0</u>

(4) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

in Mio. €	31.12.2014		31.12.2013	
	Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr	Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	112,0	86,8	122,0	84,2
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	3.570,2	41,6	3.759,1	0,0
davon gegen Gesellschafter	(203,3)	(0,0)	(0,2)	(0,0)
davon aus Lieferungen und Leistungen	(283,9)	(0,0)	(401,8)	(0,0)
davon aus Verrechnungs- und Finanzverkehr	(3.083,0)	(41,6)	(3.357,1)	(0,0)
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	(3,0 T €)	0,0	(1,3 T €)	0,0
Sonstige Vermögensgegenstände	57,2	0,0	40,7	0,0
	<u>3.739,4</u>	<u>128,4</u>	<u>3.921,8</u>	<u>84,2</u>

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen ergeben sich überwiegend aus dem konzerninternen Cash-Pooling mit der E.ON SE, Düsseldorf.

(5) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel enthalten Kassenguthaben.

(6) Rechnungsabgrenzungsposten

Der Rechnungsabgrenzungsposten betrifft vor allem vertragsgemäße Zahlungen für Energielieferverträge, die wirtschaftlich Folgejahren zuzurechnen sind und über die Vertragslaufzeit aufgelöst werden.

(7) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Aus der Verrechnung der Deckungsvermögen im Zusammenhang mit rückgedeckten Pensionsverpflichtungen sowie dem Erfüllungsrückstand aus Altersteilzeitverträgen ergibt sich ein aktiver Unterschiedsbetrag, der sich wie folgt zusammensetzt:

in Mio. €	31.12.2014	31.12.2013
Bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag/Pensionsverpflichtung vor Saldierung (Bruttowert)	40,3	27,5
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens		
Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen	50,1	39,8
Nettowert	<u>9,8</u>	<u>12,3</u>
Erfüllungsrückstand aus Altersteilzeitverträgen		
Erfüllungsbetrag	15,9	27,4
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens		
Festgeldanlage	17,1	30,1
Nettowert	<u>1,2</u>	<u>2,7</u>
Summe Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	<u>11,0</u>	<u>15,0</u>

Die Zeitwerte der Rückdeckungsversicherungsansprüche entsprechen dem vom Versicherer nachgewiesenen Deckungskapital und damit den Anschaffungskosten. Der beizulegende Zeitwert der Festgeldanlagen stimmt mit den Anschaffungskosten überein.

(8) Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft beträgt unverändert 283,4 Mio. €. Es wird zu 100 % von der E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf, gehalten.

Bei den Gewinnrücklagen handelt es sich um andere Gewinnrücklagen.

(9) Zuschüsse

Im Berichtsjahr ergaben sich Auflösungen in Höhe von 0,4 Mio. €. Ein Investitionszuschuss in Höhe von 17,0 Mio. € wurde wegen einer anderen Verwendung in die sonstigen Verbindlichkeiten umgegliedert.

(10) Rückstellungen

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013</u>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (saldiert mit Rückdeckungsanspruch VKE und Fondsvermögen)	331,2	407,7
Freistellungsanspruch gegen MEON	-314,4	-280,3
Verbleibende Rückstellungen für Pensionen	16,8	127,4
Steuerrückstellungen	4,1	4,8
Sonstige Rückstellungen	1.320,4	1.303,6
	<u>1.341,3</u>	<u>1.435,8</u>

Die **Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen** decken die Versorgungsverpflichtungen gegenüber ehemaligen und noch tätigen Mitarbeitern ab. Die Finanzierung erfolgt teils durch den Arbeitgeber und im Rahmen von Gehaltsumwandlungen teils durch die Arbeitnehmer.

Die Ende 2006 bestehenden Versorgungsverpflichtungen gegenüber Rentnern, ausgeschiedenen Anwärtern und ihren Hinterbliebenen wurden zum 31.12.2006 auf die MEON ausgegliedert.

Die Verpflichtungen aus Pensionszusagen sind teils durch Fondsanteile, die vom E.ON Pension Trust e.V. sowie vom Pensionsabwicklungstrust e.V., beide Düsseldorf, treuhänderisch verwaltet werden, besichert. Teils erfolgt die Besicherung durch Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen gegenüber der VKE. Die angelegten Vermögensgegenstände dienen ausschließlich der Erfüllung der Pensionsverpflichtungen und sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen. Sie sind gemäß § 246 Abs. 2 HGB mit den zugrundeliegenden Verpflichtungen zu verrechnen. Der in der nachstehenden Tabelle genannte beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wurde, soweit es sich um Fondsanteile handelt, durch die beauftragten Verwaltungsgesellschaften unter Zuhilfenahme von Börsenkursen beziehungsweise allgemein anerkannter Bewertungsmethoden zum Abschlussstichtag abgeleitet. Die Zeitwerte der Rückdeckungsversicherungsansprüche entsprechen dem vom Versicherer nachgewiesenen Deckungskapital und damit den Anschaffungskosten.

Von den verbleibenden Pensionsverpflichtungen sind die Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen wie folgt verrechnet:

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2013</u>
Nicht bei VKE / durch CTA rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	440,2	392,1
Pensionsverpflichtung vor Saldierung (Bruttowert)	442,6	394,1
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögens		
Fondsanteile	125,6	0,0
Nettowert	317,0	394,1
Stromdeputate (Erfüllungsbetrag)	14,2	13,6
Rückstellung gesamt	331,2	407,7

Die Anschaffungskosten des Deckungsvermögens (Fondsanteile) betragen 121,1 Mio. € (Vj. 0,0 Mio. €).

Die ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen sowie die Rückstellungen für Stromdeputate werden mit dem Freistellungsanspruch gegen MEON offen verrechnet.

Der angewandte Rechnungszins für die Abzinsung der Pensionsverpflichtung beläuft sich im Geschäftsjahr 2014 auf 4,54 Prozent p. a. (im Vorjahr 4,91 Prozent p. a.). Weiterhin wurde wie im Vorjahr ein Gehaltstrend von 2,5 Prozent p. a. und eine Rentendynamik von 1,75 Prozent p.a. (im Vorjahr 2,0 Prozent p. a.) zugrunde gelegt.

Die **sonstigen Rückstellungen** enthalten hauptsächlich Rückstellungen für Konzessionsauflagen, Erneuerungsverpflichtungen, fehlende Emissionszertifikate, für Verpflichtungen aus dem Personalbereich, für Reaktivierungs- und Entfernungsverpflichtungen, für nicht aktivierungsfähige Aufwendungen im Zusammenhang mit einem Bauvorhaben sowie für noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen.

Soweit die durch BilMoG geänderten Bewertungsregeln nach § 253 HGB im Umstellungsjahr 2010 zu einer Auflösung von sonstigen Rückstellungen führten und mit einer Zuführung bis spätestens zum 31.12.2024 zu rechnen ist, wurde der höhere Wertansatz beibehalten. Der Betrag der Überdeckung beläuft sich zum 31.12.2014 auf 83,8 Mio. €.

Für Altersteilzeitverpflichtungen ergibt sich bei einer Duration von 1,2 Jahren (im Vorjahr 1,5 Jahre) ein Rechnungszins von 2,82 Prozent p. a. (im Vorjahr 3,49 Prozent p. a.) sowie ein Gehaltstrend von 2,5 Prozent p. a. wie im Vorjahr. Für die Vorruhestandsverpflichtungen bzw. –potenziale ergibt sich bei einer Duration von 3,1 Jahren (im Vorjahr 3,4 Jahre) ein Rechnungszins von 3,1 Prozent p. a. (im Vorjahr 3,74 Prozent p. a.). Weiterhin wurde ein Gehaltstrend von 2,5 Prozent p. a. wie im Vorjahr zugrunde gelegt.

(11) Verbindlichkeiten

in Mio. €	31.12.2014				31.12.2013	
	Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit			Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr
		bis zu 1 Jahr	1 bis 5 Jahre	mehr als 5 Jahre		
Verbindlichkeiten aus						
Lieferungen und Leistungen	72,8	71,4	1,1	0,3	66,3	1,6
Verbindlichkeiten gegenüber						
verbundenen Unternehmen	703,9	703,6	0,0	0,3	575,4	0,3
davon gegen Gesellschafter	(430,6)	(430,6)	(0,0)	(0,0)	(230,8)	(0,0)
davon aus Lief. und Leistungen	(231,7)	(231,7)	(0,0)	(0,0)	(268,2)	(0,0)
davon aus Verrechnungs- und						
Finanzverkehr	(41,6)	(41,3)	(0,0)	(0,3)	(76,4)	(0,3)
Verbindlichkeiten gegenüber						
Unternehmen, mit denen ein						
Beteiligungsverhältnis besteht	39,2	39,2	0,0	0,0	33,1	0,0
Sonstige Verbindlichkeiten	32,6	26,4	5,9	0,3	15,7	7,5
	<u>848,5</u>	<u>840,6</u>	<u>7,0</u>	<u>0,9</u>	<u>690,5</u>	<u>9,4</u>

Von den sonstigen Verbindlichkeiten betreffen 5,3 Mio. € (Vorjahr 3,9 Mio. €) Verbindlichkeiten aus Steuern und 2,2 Mio. € (Vorjahr 2,8 Mio. €) Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit.

(12) Rechnungsabgrenzungsposten

Der Posten betrifft überwiegend vereinnahmte Zahlungen aus Energielieferverträgen, die wirtschaftlich Folgejahren zuzurechnen sind und über die Vertragslaufzeit aufgelöst werden.

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Es bestehen folgende Haftungsverhältnisse:

in Mio. €	Gesamt- betrag	Davon betreffen verbundene Unternehmen
Verbindlichkeiten aus Bürgschaften	36,0	35,7
Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen	6,3	6,3
	<u>42,3</u>	<u>42,0</u>

Die Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen beinhalten darüber hinaus wertmäßig nicht bezifferbare Patronats-, Organschafts- und Haftungsübernahmeerklärungen.

Die finanziellen Garantien der Gesellschaft beinhalten die Liquiditätshilfegarantie gegenüber der MEON in Höhe von 1.131,9 Mio. €.

Die E.ON Kraftwerke GmbH haftet gesamtschuldnerisch aus der Beteiligung an der Kraftwerk Schkopau GbR, Schkopau, Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen, sowie der Volkswagen AG PreussenElektra AG oHG, Wolfsburg.

Für Stromlieferungen, für die Brennstoffver- und -entsorgung, und für den Strombezug bestehen branchenübliche, langfristige Verträge. Sonstige finanzielle Verpflichtungen bewegen sich im Rahmen der üblichen Verpflichtungen aus Miet- und Leasingverträgen, aus dem Bestellobligo aus Investitionen (616,6 Mio. €; davon betreffen 70,2 Mio. € verbundene Unternehmen) sowie aus zugesagten, noch nicht abgerufenen Krediten.

EKW hat sich gegenüber VKE und der VAW-Innwerk Unterstützungsgesellschaft mbH, Bonn, zu einem Nachschuss verpflichtet, wenn im Falle einer tatsächlichen Vermögensunterdeckung kurzfristig entsprechende Ausgleichszahlungen zu leisten sind.

Im Rahmen einer Vereinbarung über den Tausch von Assets zwischen drei E.ON-Konzernunternehmen und weiteren externen Vertragspartnern vom 30.07.2009 ist EKW unter bestimmten Voraussetzungen zur Leistung von Schadensersatz für verschiedene Sachverhalte verpflichtet. Für die Geltendmachung etwaiger, zukünftiger Schadenersatzansprüche gelten unterschiedliche zeitliche Beschränkungen von bis zu zehn Jahren. Die Entschädigungspflicht ist begrenzt durch den erzielten Gesamtkaufpreis.

Für die in Vorjahren im Rahmen von gesellschaftsrechtlichen Umwandlungsvorgängen übertragenen Verbindlichkeiten ergeben sich Haftungsverhältnisse nach den Vorschriften des Umwandlungsgesetzes.

Bei den Haftungsverhältnissen wird das Risiko einer Inanspruchnahme jeweils als gering eingeschätzt. Diese Einschätzung beruht vor allem auf den Bonitätsbeurteilungen der Primärverpflichteten sowie aus Erkenntnissen vergangener Geschäftsjahre.

(14) Finanzinstrumente

Die Gesellschaft ist im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit Währungsrisiken ausgesetzt. Die Steuerung erfolgt auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Zum Bilanzstichtag bestehen keine Währungsswaps.

D. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(15) Umsatzerlöse

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Energieerzeugung	2.106,6	2.539,7
Betriebsführungsentgelte	147,6	151,7
Sonstige Umsatzerlöse	11,5	15,1
	<u>2.265,7</u>	<u>2.706,5</u>

Die Umsatzerlöse sind fast ausschließlich im Inland angefallen.

(16) Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge enthalten vor allem Erträge aus weiterbelasteten Lieferungen und Leistungen, aus weiterberechneten Personal- und Verwaltungskosten, aus dem Verkauf von Gegenständen des Anlagevermögens sowie aus der Auflösung von Rückstellungen. Wesentliche aperiodische Erträge fielen in Höhe von 26,2 Mio. € aus der Auflösung von Rückstellungen an. Währungskursgewinne sind in Höhe von 29,7 T € (Vj. 0,9 Mio. €) enthalten.

(17) Materialaufwand

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.257,7	1.539,4
Aufwendungen für bezogene Leistungen	300,7	292,9
	<u>1.558,4</u>	<u>1.832,3</u>

(18) Personalaufwand

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Löhne und Gehälter	252,9	235,4
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	50,2	61,5
davon für Altersversorgung	(18,3)	(22,6)
	<u>303,1</u>	<u>296,9</u>

Nicht als Personalaufwand erfasst sind Beträge, die sich aus der Aufzinsung der Personalarückstellungen, insbesondere der Pensionsrückstellungen, ergeben; sie sind im Zinsergebnis ausgewiesen.

Im Berichtsjahr waren im Durchschnitt 2.292 Mitarbeiter beschäftigt. Sie verteilen sich wie folgt:

	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Gewerbliche Arbeitnehmer	890	1.284
Angestellte	1.154	1.400
Teilzeitkräfte	248	185
	<u>2.292</u>	<u>2.869</u>

Der Rückgang der durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiter entfällt hauptsächlich auf die Abspaltung des Kraftwerks Buschhaus, Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 und Auswirkungen von Next Generation.

(19) Abschreibungen

Die Abschreibungen entfallen ausschließlich auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und auf Sachanlagen.

(20) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten vor allem Verluste aus dem Abgang von Sachanlage- und Umlaufvermögen, Beratungs- und Dienstleistungsaufwendungen, sowie allgemeine Verwaltungskosten und Währungskursverluste in Höhe von 0,5 Mio. € (Vj. 0,2 Mio. €).

(21) Beteiligungsergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge aus Beteiligungen	5,3	3,4
davon aus verbundenen Unternehmen	(4,3)	(2,4)
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen	55,7	61,1
davon aus verbundenen Unternehmen	(55,7)	(61,1)
Aufwendungen aus Verlustübernahme	-25,8	-37,5
davon aus verbundenen Unternehmen	(-25,6)	(-37,3)
	<u>35,2</u>	<u>27,0</u>

(22) Zinsergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	42,4	4,6
- davon aus verbundenen Unternehmen	(42,4)	(4,6)
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	3,5	12,9
- davon aus verbundenen Unternehmen	(3,5)	(2,6)
Ertrag aus der Abzinsung von Rückstellungen	0,0	4,7
	3,5	17,6
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-5,1	-7,3
- davon an verbundene Unternehmen	(-4,9)	(-3,9)
Aufwand aus der Aufzinsung von Rückstellungen	-73,4	-38,3
	-78,5	-45,6
	-32,6	-23,4

Im Aufwand aus der Aufzinsung von Rückstellungen ist auch der Nettoaufwand in Höhe von 54,4 Mio. € aus der Aufzinsung (einschließlich Zinssatzänderung) von Pensions- und langfristigen Personalrückstellungen (61,1 Mio. €) nach Verrechnung mit den Erträgen aus den entsprechenden Deckungsvermögen (6,7 Mio. €) enthalten. Die Sparten Wind, Wasser und konventionelle Erzeugung werden über separate Cashkonten der E.ON SE finanziert.

(23) Abschreibungen auf Finanzanlagen

Es handelt sich im Wesentlichen um Abschreibungen auf Anteile an verbundenen Unternehmen in einer Gesamthöhe von 141,6 Mio. € aufgrund von voraussichtlich dauernden Wertminderungen.

(24) Außerordentliches Ergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Außerordentliche Erträge	0,0	52,7
Außerordentliche Aufwendungen	0,0	-85,1
	0,0	-32,4

(25) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Seit dem Jahr 2011 wird auf die Erhebung von Ertragsteuerumlagen verzichtet. Es werden Steuererstattungen außerhalb der Organschaft in Höhe von 1,6 T € ausgewiesen.

(26) Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn

Aufgrund des Gewinnabführungsvertrages mit der E.ON Beteiligungen GmbH wurde das Jahresergebnis in Höhe von 424,7 Mio. € an die Muttergesellschaft abgeführt.

Sonstige Angaben

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht EKW mit zahlreichen Unternehmen, darunter auch nahestehende Unternehmen, im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Die getätigten Transaktionen haben sich wie folgt ausgewirkt.

<u>in Mio. €</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Erträge	171,3	177,6
Aufwendungen	171,0	226,6
Forderungen	111,1	108,3
Verbindlichkeiten	188,0	195,1

Aufwendungen aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Strombezügen und Betriebsführungsaufwand mit Gemeinschaftskraftwerken. Die Abrechnung erfolgt auf Basis von Kostenübernahmeverträgen zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Verzinsung des Eigenkapitals. Forderungen gegen nahestehenden Unternehmen beinhalten unter anderem Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen resultieren aus Liquiditätsüberlassungen und aus dem laufenden Stromgeschäft mit Gemeinschaftskraftwerken.

Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen (§ 6b Abs. 2 EnWG)

Vertragsbeziehungen größeren Umfangs bestehen insbesondere mit:

- E.ON SE über die Anlage beziehungsweise Aufnahme liquider Mittel (Cash Pooling-Vertrag). Zum Bilanzstichtag werden Forderungen in Höhe von 2.965,1 Mio. € bilanziert. Hierfür ist ein Zinsertrag in Höhe von 3,5 Mio. € und ein Zinsaufwand in Höhe von 4,8 Mio. € erfasst.
- E.ON Anlagenservice GmbH über die Erbringung von Dienst- und Unterstützungsleistungen auf dem Gebiet der technischen Instandhaltung und des Anlagenservice (36,9 Mio. €).
- E.ON Technologies GmbH über technisches Projektmanagement sowie Planungsleistungen (21,4 Mio. €).

Organbezüge

Die Bezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen 97 T€. Auf die Angabe der Geschäftsführerbezüge wird gemäß § 286 Abs. 4 HGB verzichtet, da nur die Herren Jost und Gattermann ihre Bezüge von der E.ON Kraftwerke GmbH erhielten.

Verpflichtungen aus Versorgungszusagen gegenüber ehemaligen Mitgliedern der Geschäftsführung und ihren Hinterbliebenen sowie das notwendige Deckungsvermögen wurden zum 31. Dezember 2006 auf die MEON ausgegliedert. Die bei der MEON gebildete Rückstellung für die übernommenen Verpflichtungen gegenüber ehemaligen Geschäftsführern und ihren Hinterbliebenen beläuft sich auf 30.557 T €; die laufenden Bezüge dieser Personengruppe betragen 2.395 T €.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats sowie der Geschäftsführung sind auf der Seite F-184 angegeben. Auf die Angaben zum Honorar des Abschlussprüfers wird verzichtet, da diese Angaben im Konzernanhang der E.ON SE enthalten sind.

Hannover, den 19. Januar 2015

E.ON Kraftwerke GmbH

Die Geschäftsführung

Jost

Dr. Klostermann

Anlage 1 zum Anhang

**E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover
Anhang**

Entwicklung des Anlagevermögens

in Mio. €	Stand 01/01/2014	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Stand 31/12/2014	kumulierte Abschreibungen Stand 31/12/2014	Buchwerte		Abschreibungen des Geschäftjahres 2014
							Stand 31/12/2014	Stand 31/12/2013	
Immaterielle Vermögensgegenstände									
Entgeltlich erworbene Konzessionen und ähnliche Rechte	150,7	0,2	0,1	0,0	150,8	120,3	30,5	32,2	2,0
	150,7	0,2	0,1	0,0	150,8	120,3	30,5	32,2	2,0
Sachanlagen									
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken	863,9	4,3	4,1	5,8	869,9	549,9	320,0	324,0	12,7
Technische Anlagen und Maschinen	6.425,1	18,8	1,4	83,7	6.526,2	5.996,0	530,2	484,7	56,9
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	87,1	2,8	3,6	0,3	86,6	72,4	14,2	14,9	3,7
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau ..	1.541,6	316,0	6,8	-89,8	1.761,0	0,0	1.761,0	1.541,6	0,0
	8.917,7	341,9	15,9	0,0	9.243,7	6.618,3	2.625,4	2.365,2	73,3
Finanzanlagen									
Anteile an verbundenen Unternehmen	1.587,2	91,0	31,9	0,0	1.646,3	849,4	796,9	879,4	141,6
Ausleihungen an verbundene Unternehmen ...	66,3	0,0	4,0	0,0	62,3	0,0	62,3	66,3	0,0
Beteiligungen	19,5	0,0	0,0	0,0	19,5	7,8	11,7	12,1	0,4
Sonstige Ausleihungen	0,4	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0	0,2	0,3	0,0
	1.673,4	91,0	36,1	0,0	1.728,3	857,2	871,1	958,1	142,0
	10.741,8	433,1	52,1	0,0	11.122,8	7.595,8	3.527,0	3.355,5	217,3

Anteilsbesitzliste zum 31. Dezember 2014

	Sitz	Anteil am Kapital in %	Eigen- kapital (2013) in T€	Ergebnis (2013) in T€
Verbundene Unternehmen				
BauMineral GmbH	Herten	100,00	4.591	0 ¹
E.ON Achtzehnte Verwaltungs GmbH	Düsseldorf	100,00	23	0
E.ON Anlagenservice GmbH	Gelsenkirchen	100,00	43.100	0 ¹
E.ON Elekträge s.r.o.	Trakovice	100,00	54.007	-100.847
E.ON Erömüvek Kft.	Budapest	100,00	36.611	-132.522 ²
E.ON Kraftwerke 6. Beteiligungs-GmbH	Hannover	100,00	23	0
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Vohburg	50,20	268.861	3.479
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Porta Westfalica	66,67	9.649	631
Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH	Schkopau	55,60	28	2
Kraftwerk Schkopau GbR	Schkopau	58,10	108.434	6.176 ^{3, 4}
MEON Pensions GmbH & Co. KG	Grünwald	31,78	1.942.974	49.528
Netz Veltheim GmbH	Porta Westfalica	66,67	14.299	5.836
Offshore Trassenplanungs GmbH	Hannover	50,00	168	78
RuhrEnergie GmbH, EVR	Gelsenkirchen	100,00	12.783	0 ¹
Untere Iller AG	Landshut	60,00	1.135	41
Beteiligungen				
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Kiel	50,00	16.873	-464
Kraftwerk Buer GbR	Gelsenkirchen	50,00	5.113	-362 ^{3, 4}
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft	Wolfsburg	95,00	-1.535	296 ³

- 1) nach Ergebnisabführung
- 2) Umrechnung zum Stichtagskurs/Durchschnittskurs
- 3) E.ON Kraftwerke GmbH ist persönlich haftende Gesellschafterin
- 4) vor Ergebnisübernahme

Mitglieder des Aufsichtsrates der E.ON Kraftwerke GmbH

Dr. E. h. Bernhard Fischer , Hannover	Vorsitzender des Aufsichtsrates E.ON Generation GmbH
Holger Grzella , Gelsenkirchen	Stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrates E.ON Kraftwerke GmbH Kraftwerksgruppe West, Gelsenkirchen
Anton Baumgartner , Finsing	Betriebsleitung Isar, Finsing E.ON Kraftwerke GmbH
Alexander Gröbner , Regensburg	Bezirksgeschäftsführer ver.di Bezirk Oberpfalz
Dr. Walter Hohlefelder , München	Ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON Energie AG
Matthias Hube , Maasvlakte (Belgien)	Leiter Maasvlakte Power Plant
Hermann Ikemann , Düsseldorf	vormals E.ON SE
Josef Irlsberger , Landsberg/Lech	Betriebsleitung Lech, Landsberg/Lech E.ON Kraftwerke GmbH
Dr. Ingo Luge , Essen	Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Deutschland
Peter Obramski , Gelsenkirchen	Leiter des Bezirks Ruhr-Mitte IG Bergbau, Chemie und Energie
Dr. Nanna Rapp , Düsseldorf	Managing Director E.ON Inhouse Consulting GmbH
Andreas Reichwald , Petershagen	Betriebsrat Zentrale E.ON Kraftwerke GmbH
Eberhard Schomburg , Petershagen	Vorsitzender des Spartenbetriebsrates E.ON Kraftwerke GmbH
Dirk Steinheider , Hannover	E.ON Generation GmbH
Dr. Marc Spieker , Düsseldorf	Leiter Investor Relations E:ON SE
Dr. Patrick Wolff , Düsseldorf	Leiter Group Corporate & Governance E.ON SE
Geschäftsführung	
Dirk Jost, Hannover	Vorsitzender
Christof Gattermann, Hannover	Ressort Koordination Regionaleinheiten (bis 30.04.2014)
Dr. Ulf Klostermann, Hannover	Ressort Finanzen, Material- und Energiewirtschaft

Der folgende in Übereinstimmung mit § 322 Handelsgesetzbuch erteilte Bestätigungsvermerk bezieht sich auf den Jahresabschluss sowie den Lagebericht der E.ON Kraftwerke GmbH für das Geschäftsjahr 2014. Der Lagebericht ist nicht in diesem Prospekt abgedruckt.

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang – unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2014 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften für Kapitalgesellschaften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung der Geschäftsführer der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen der Geschäftsführer, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichtes hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Hannover, den 23. Januar 2015

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Norbert Versen
Wirtschaftsprüfer

Thorsten Wesch
Wirtschaftsprüfer

**Uniper SE, Düsseldorf
Zusätzliche Abschlusselemente für das
Geschäftsjahr 2014**

Kapitalflussrechnung nach DRS 21 für das Geschäftsjahr 2014

Uniper SE, Düsseldorf (vormals E.ON Kraftwerke GmbH)

Kapitalflussrechnung vom 1. Januar zum 31. Dezember 2014		2014 in Mio €
1.	Periodenergebnis (Jahresüberschuss)	424,70
2.	+/- Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	217,30
3.	+/- Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	-61,50
4.	+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	-75,20
5.	-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-1,60
6.	+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-65,90
7.	-/+ Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	-182,90
8.	+/- Zinsaufwendungen/Zinserträge	32,60
9.	- Sonstige Beteiligungserträge	-61,00
10.	+/- Aufwendungen/Erträge aus außerordentlichen Posten	—
11.	+ Einzahlungen aus außerordentlichen Posten	—
12.	= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit (Summe aus 1 bis 11)¹	<u>226,50</u>
13.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immateriellen Anlagevermögens	4,50
14.	- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-329,10
15.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	212,80
16.	- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-211,10
17.	+ Erhaltene Zinsen	8,00
18.	+ Erhaltene Dividenden	5,30
19.	- Auszahlungen für Verlustübernahmen	-37,40
20.	+ Einzahlungen aus Gewinnabführungsverträgen	61,10
21.	= Cashflow aus der Investitionstätigkeit (Summe aus 13 bis 20)¹	<u>-285,90</u>
22.	- Gezahlte Zinsen	-5,10
23.	- Gezahlte Dividenden	-217,40
24.	+/- Veränderung aus der Konzernfinanzierungstätigkeit ²	281,60
25.	= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit (Summe aus 22 bis 24)¹	<u>59,10</u>
26.	Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus 12, 21, 25)	-0,30
27.	+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	0,30
28.	= Finanzmittelfonds am Ende der Periode (Summe aus 26 bis 27)	—
29.	liquide Mittel lt. Bilanz	—

1 Abweichungen zum Lagebericht ergeben sich durch Anwendung von DRS 21

2 Enthält Veränderungen aus dem Cash Pooling mit verbundenen Unternehmen

Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2014

Uniper SE, Düsseldorf (vormals E.ON Kraftwerke GmbH)

Eigenkapitalveränderungsrechnung vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2014

	in Mio €	
	2014	2013
Gezeichnetes Kapital		
Stand 1. Januar	283,4	283,4
Stand 31. Dezember	283,4	283,4
Kapitalrücklage		
Stand 1. Januar	5.113,2	3.571,7
+ Erhöhung der Kapitalrücklage i.S.d. § 272 Abs.2 Nr.4 HGB	—	1.541,5
Stand 31. Dezember	5.113,2	5.113,2
Gewinnrücklage		
Stand 1. Januar	15,8	15,8
Stand 31. Dezember	15,8	15,8

Düsseldorf, den 22. April 2016

Uniper SE

Klaus Schäfer
Vorstandsvorsitzender

Christopher Delbrück
Vorstand

Bescheinigung des Prüfers

An die Uniper SE, Düsseldorf

Wir haben die von der Gesellschaft aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014 sowie der zugrunde liegenden Buchführung abgeleitete Kapitalflussrechnung und abgeleitete Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2014 geprüft. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung ergänzen den auf Grundlage der deutschen handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellten Jahresabschluss der Uniper SE (vormals E.ON Kraftwerke GmbH) für das Geschäftsjahr 2014.

Die Aufstellung der Kapitalflussrechnung und Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2014 nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften liegt in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft.

Unsere Aufgabe ist es, auf Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung ein Urteil darüber abzugeben, ob die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2014 ordnungsgemäß aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014 sowie der zugrunde liegenden Buchführung nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften abgeleitet wurden. Nicht Gegenstand dieses Auftrages ist die Prüfung des zugrunde liegenden Jahresabschluss sowie der zugrunde liegenden Buchführung.

Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung des IDW Prüfungshinweises: *Prüfung von zusätzlichen Abschlusselementen* (IDW PH 9.960.2) so geplant und durchgeführt, dass wesentliche Fehler bei der Ableitung der Kapitalflussrechnung und der Eigenkapitalveränderungsrechnung aus dem Jahresabschluss sowie der zugrunde liegenden Buchführung mit hinreichender Sicherheit erkannt werden.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse wurde die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2014 ordnungsgemäß aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2014 sowie der zugrunde liegenden Buchführung nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften abgeleitet.

Hannover, den 25. April 2016

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Sven Rosorius
Wirtschaftsprüfer

Thorsten Wesch
Wirtschaftsprüfer

**Jahresabschluss der E.ON Kraftwerke GmbH (HGB) für das
zum 31. Dezember 2013 endende Geschäftsjahr**

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Bilanz

Aktiva

in Mio. €

	Anhang	31.12.2013	31.12.2012
Anlagevermögen			
Immaterielle Vermögensgegenstände	(1)	32,2	119,3
Sachanlagen	(1)	2.365,2	219,5
Finanzanlagen	(2)		
Anteile an verbundenen Unternehmen		879,4	70,3
Übrige Finanzanlagen		78,7	74,5
		<u>3.355,5</u>	<u>483,6</u>
Umlaufvermögen			
Vorräte	(3)	253,0	0,0
Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	(4)	3.921,8	4.158,9
Flüssige Mittel	(5)	0,3	(T€ 37)
		<u>4.175,1</u>	<u>4.158,9</u>
Rechnungsabgrenzungsposten	(6)	200,6	418,3
Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	(7)	15,0	1,2
		<u>7.746,2</u>	<u>5.062,0</u>

Passiva

in Mio. €

	Anhang	31.12.2013	31.12.2012
Eigenkapital	(8)		
Gezeichnetes Kapital		283,4	283,4
Kapitalrücklage		5.113,2	3.571,7
Gewinnrücklagen		15,8	15,8
		<u>5.412,4</u>	<u>3.870,9</u>
Zuschüsse	(9)	20,9	0,1
Rückstellungen	(10)	1.435,8	809,0
Verbindlichkeiten	(11)	690,5	375,9
Rechnungsabgrenzungsposten	(12)	186,6	6,1
		<u>7.746,2</u>	<u>5.062,0</u>

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover

Gewinn- und Verlustrechnung

<u>in Mio. €</u>	<u>Anhang</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Umsatzerlöse	(15)	2.706,5	655,7
Veränderung des Bestands an fertigen und unfertigen Erzeugnissen		-0,4	0,0
Andere aktivierte Eigenleistungen		1,9	1,8
Sonstige betriebliche Erträge	(16)	236,7	87,8
Materialaufwand	(17)	1.832,3	255,1
Personalaufwand	(18)	296,9	65,2
Abschreibungen	(19)	81,4	15,6
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(20)	254,0	31,7
Beteiligungsergebnis	(21)	27,0	1,9
Zinsergebnis	(22)	-23,4	-8,5
Abschreibungen auf Finanzanlagen	(23)	233,9	0,2
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit		249,8	370,9
Außerordentliches Ergebnis	(24)	-32,4	-17,7
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	(25)	(-19 T €)	0,1
Jahresergebnis vor Ergebnisabführung		217,4	353,1
Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn	(26)	217,4	353,1
Jahresüberschuss		0,0	0,0
Bilanzgewinn		0,0	0,0

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover Anhang

A. Vorbemerkungen

Jahresabschluss

Der Jahresabschluss wird nach den Rechnungslegungsvorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) für große Kapitalgesellschaften, des GmbH-Gesetzes (GmbHG) und des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) aufgestellt. Die Gewinn- und Verlustrechnung wird nach dem Gesamtkostenverfahren aufgestellt. Der Ausweis erfolgt – soweit nicht anders angegeben – in Millionen EURO (Mio. €). Die im Vorjahr angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden werden im Berichtsjahr fortgeführt.

Im Interesse einer besseren Klarheit und Übersichtlichkeit werden die nach den gesetzlichen Vorschriften bei den Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung anzubringenden Vermerke ebenso wie die Vermerke, die wahlweise in der Bilanz bzw. Gewinn- und Verlustrechnung oder im Anhang zu machen sind, insgesamt im Anhang aufgeführt. Soweit einzelne Posten in der Bilanz oder Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst werden, erfolgt eine Aufgliederung im Anhang. Das Geschäftsjahr entspricht dem Kalenderjahr.

Gemäß Verschmelzungsvertrag zwischen der E.ON Wasserkraft GmbH, Landshut (EWK), der E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover (EKW), sowie der Amrumbank-West GmbH, München (Amrumbank), wurden die Vermögensgegenstände und Schulden – jeweils als Ganzes mit allen Rechten und Pflichten – der EKW sowie der Amrumbank unter Auflösung ohne Abwicklung nach § 2 Nr. 1 UmwG rückwirkend zum 01. Januar 2013 auf die EWK (Verschmelzung durch Aufnahme) verschmolzen. Im Anschluss wurde die E.ON Wasserkraft GmbH in die E.ON Kraftwerke GmbH umfirmiert. Danach ist der Sitz der Gesellschaft nach Hannover verlegt worden.

Die im Anhang angegebenen Vorjahreswerte betreffen die ehemalige E.ON Wasserkraft GmbH.

Die folgende Darstellung zeigt die aufgenommenen Werte der ehemaligen EKW:

<u>in Mio. €</u>	<u>01.01.2013</u>
Anlagevermögen	3.182,1
Umlaufvermögen	943,8
Übrige Aktiva	29,0
Eigenkapital	2.004,9
Zuschüsse	21,2
Rückstellungen	756,6
Übrige Passiva	1.372,2

Die Vergleichbarkeit der Vorjahreszahlen der Gewinn- und Verlustrechnung ist eingeschränkt und kann durch die folgenden Erläuterungen hergestellt werden. Die folgende Übersicht zeigt eine verkürzte GuV der ehemaligen EKW aus 2012:

<u>in Mio. €</u>	<u>2012</u>
Umsatzerlöse	2.716,2
Übrige Erträge	117,8
Materialaufwand	1.867,4
Personalaufwand	254,7
Abschreibungen	106,8
Sonstige betriebliche Aufwendungen	338,8
Finanzergebnis	-76,0
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	190,3
Außerordentliches Ergebnis	-42,3
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-0,2
Jahresergebnis vor Ergebnisabführung	148,2

Die folgende Darstellung zeigt die aufgenommenen Werte der Amrumbank:

<u>in Mio. €</u>	<u>01.01.2013</u>
Anlagevermögen	110,9
Umlaufvermögen	5,4
Eigenkapital	0,1
Rückstellungen	4,5
Übrige Passiva	111,7

Gemäß Abspaltungs- und Übernahmevertrag hat EKW folgende Vermögensgegenstände und Schulden zum Abspaltungstichtag 01. Januar 2013 auf die Innwerk AG, Landshut, übertragen:

<u>in Mio. €</u>	<u>01.01.2013</u>
Anlagevermögen	172,2
Umlaufvermögen	11,9
Eigenkapital	127,5
Rückstellungen	53,7
Verbindlichkeiten	2,9

Die GuV-Effekte aus dieser Umstrukturierung sind von untergeordneter Bedeutung.

Gemäß Abspaltungs- und Übernahmevertrag hat EKW im Wesentlichen folgende Vermögensgegenstände und Schulden zum Abspaltungstichtag 01. Oktober 2013 auf die Helmstedter Revier GmbH, Hannover, übertragen:

<u>in Mio. €</u>	<u>01.10.2013</u>
Anlagevermögen	30,2
Vorräte	42,7
Umlaufvermögen	39,4
Rückstellungen	111,9
Verbindlichkeiten	0,3

Die GuV-Effekte aus dieser Umstrukturierung sind von untergeordneter Bedeutung.

Konzernzugehörigkeit

Die E.ON Kraftwerke GmbH ist gemäß § 291 HGB von der Verpflichtung, einen Konzernabschluss sowie einen Konzernlagebericht gemäß §§ 290 ff. HGB aufzustellen, befreit.

Die E.ON Kraftwerke GmbH wird mit ihren Tochterunternehmen in den befreienden Konzernabschluss der E.ON SE, Düsseldorf, (HRB 69043) einbezogen. Die E.ON SE ist das Mutterunternehmen, das den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht für den größten Kreis von Unternehmen aufstellt. Konzernabschluss und Konzernlagebericht werden nach § 325 HGB beim Betreiber des Bundesanzeigers elektronisch eingereicht und dort bekannt gemacht. Diese Unterlagen sind im Internet unter www.bundesanzeiger.de oder www.eon.com zugänglich.

Die E.ON SE stellt den Konzernabschluss entsprechend § 315a HGB nach den internationalen Rechnungslegungsvorschriften auf, wie sie von der Europäischen Kommission für die Anwendung in der Europäischen Union übernommen wurden (IFRS).

B. Allgemeine Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden

AKTIVA

Anlagevermögen

Entgeltlich erworbene immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen werden mit den Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten abzüglich planmäßiger Abschreibungen, sofern abnutzbar, bewertet. Neben der linearen findet auch die degressive Abschreibungsmethode Anwendung. Für Sachanlagen, die bereits zum 01.01.2010 vorhanden waren und degressiv abgeschrieben wurden, wird das Beibehaltungswahlrecht gem. Art. 67 Abs. 4 Satz 1 EGHGB ausgeübt und degressive Abschreibung fortgeführt. Zugänge ab dem Geschäftsjahr 2010 werden ausschließlich linear entsprechend der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer abgeschrieben.

Den Abschreibungen auf Sachanlagen liegen im Wesentlichen die folgenden Nutzungsdauern zugrunde:

- Immaterielle Vermögensgegenstände 3 bis 91 Jahre
(Wassernutzungsrechte basierend auf individuellen Verträgen)
- Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken 10 bis 60 Jahre
- Technische Anlagen und Maschinen 8 bis 40 Jahre
- Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung 3 bis 20 Jahre

In den Herstellungskosten der selbst erstellten Sachanlagen sind neben den direkt zurechenbaren Fertigungs- und Materialkosten auch angemessene Teile der Materialgemeinkosten, der Fertigungsgemeinkosten und des Werteverzehrs des Anlagevermögens enthalten. In die Herstellungskosten des Kraftwerks Pleinting sind Fremdkapitalzinsen einbezogen.

Aufgrund untergeordneter Bedeutung werden abnutzbare Vermögensgegenstände mit Anschaffungskosten zwischen 150 € und 1.000 € in einen Sammelposten gebucht und linear über fünf Jahre abgeschrieben. Abnutzbare Vermögensgegenstände, deren Anschaffungskosten 150 € nicht übersteigen, werden im Zugangsjahr voll aufwandswirksam berücksichtigt.

Das Finanzanlagevermögen wird zu Anschaffungskosten unter Beachtung des Niederstwertprinzips bilanziert.

Verzinsliche Ausleihungen werden mit ihrem Nennwert, unverzinsliche und niedrig verzinsliche Ausleihungen mit dem Barwert angesetzt.

Soweit der nach vorstehenden Grundsätzen ermittelte Buchwert von Gegenständen des Anlagevermögens über dem Wert liegt, der ihnen am Abschlussstichtag beizulegen ist, wird dem durch außerplanmäßige Abschreibungen Rechnung getragen.

Umlaufvermögen

Die Bewertung der Vorräte erfolgt zu den Anschaffungs-/Herstellungskosten oder zu niedrigeren Marktwerten beziehungsweise einem niedrigeren beizulegenden Wert. Die Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe werden im Wesentlichen zu fortgeschriebenen Durchschnittspreisen oder zu niedrigeren Marktpreisen bewertet.

Emissionsrechte werden im Zuteilungs- beziehungsweise Erwerbszeitpunkt bilanziert. Der Gesellschaft wurden für das Geschäftsjahr bisher keine Zertifikate kostenlos zugeteilt. Eine Bewertung erfolgt nur, sofern Anschaffungskosten vorliegen. Der Stichtagswert pro Zertifikat beträgt 4,88 € je Tonne CO₂ (Carbix).

Forderungen und alle übrigen sonstigen Vermögensgegenstände sowie der Kassen- und Bankbestand sind mit den Nennbeträgen bewertet. Erkennbare Ausfallrisiken werden durch angemessene Wertabschläge berücksichtigt.

Vermögensgegenstände des Deckungsvermögens

Zur Erfüllung von Verpflichtungen aus der betrieblichen Altersversorgung sowie aus Altersteilzeitguthaben der Mitarbeiter sind entsprechende Mittel in Festgeldern angelegt; ferner bestehen Ansprüche aus rückgedeckten Pensionsverpflichtungen gegen die Versorgungskasse Energie VVaG, Hannover (VKE). Die Festgelder bezüglich Altersteilzeitguthaben werden von der Energie-Sicherungstreuhand e.V., Hannover, treuhänderisch für die E.ON Kraftwerke GmbH verwaltet. Die betreffenden Vermögensgegenstände sind dem Zugriff der übrigen Gläubiger entzogen.

Die Bewertung des Deckungsvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert. Dieser wird mit den jeweils zugrunde liegenden Verpflichtungen gemäß § 246 Abs. 2 HGB verrechnet. Entsprechend wird mit den zugehörigen Aufwendungen und Erträgen aus Zinseffekten und aus dem zu verrechnenden Vermögen verfahren. Der sich ergebende Verpflichtungsüberhang wird unter den Rückstellungen erfasst. Der die Verpflichtung übersteigende beizulegende Zeitwert des Deckungsvermögens wird als „Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung“ auf der Aktivseite der Bilanz ausgewiesen.

PASSIVA

Rückstellungen

(Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen)

Die Bewertung der Pensionen und pensionsähnlichen Verpflichtungen erfolgt nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Nach diesem Verfahren errechnet sich die Höhe der Pensionsverpflichtungen aus der zum Bilanzstichtag verdienten Anwartschaft unter Berücksichtigung künftiger Gehaltssteigerungen. Für die Abzinsung der Pensionsverpflichtungen wird der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichte durchschnittliche Marktzinssatz der vergangenen sieben Geschäftsjahre bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren zugrunde gelegt. Weiterhin sind ein Gehaltstrend und eine Rentendynamik berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde. Als Bewertungsendalter werden grundsätzlich die frühestmöglichen Altersgrenzen in der gesetzlichen Rentenversicherung unter Berücksichtigung der Regelungen des RV-Altersgrenzenanpassungsgesetzes vom 20.04.2007 herangezogen. Für Mitarbeiter mit abgeschlossenen Vorruhestands- oder Altersteilzeitvereinbarungen wird das vertraglich vereinbarte Endalter berücksichtigt. Des Weiteren werden Fluktuationswahrscheinlichkeiten verwendet.

Mit Wirkung zum 31.12.2006 ist die MEON Pensions GmbH & Co KG, Grünwald, (MEON) durch einen Vertrag über einen Schuldbeitritt nebst Erfüllungsübernahme Versorgungsverpflichtungen der Gesellschaft gegenüber aktiven Arbeitnehmern und deren Hinterbliebenen als Schuldnerin beigetreten (Schuldmitübernahme). MEON stellt die Gesellschaft im Innenverhältnis von den in diesem Vertrag genannten Versorgungsverpflichtungen frei. Als Gegenleistung für die Freistellung wurden von der Gesellschaft entsprechend werthaltige Vermögensgegenstände auf MEON übertragen. Die Bewertung der Freistellungsforderung erfolgt analog der Bewertung der zugrundeliegenden Versorgungsverpflichtung.

Die Freistellungsforderung wird offen mit den Pensionsrückstellungen verrechnet.

(Rückstellungen für Jubiläums- und ähnliche Verpflichtungen)

Die Berechnung der Jubiläumsverpflichtungen erfolgt ebenfalls nach dem international anerkannten Anwartschaftsbarwertverfahren (Projected Unit Credit Methode). Analog zu den Pensionsverpflichtungen wird für Jubiläums- und Treueurlaubsverpflichtungen sowie für Sterbegeld- und Deputatsverpflichtungen der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichte Rechnungszins bei einer angenommenen Restlaufzeit von 15 Jahren herangezogen. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde.

(Rückstellungen für Altersteilzeit und Vorruhestand)

Für Altersteilzeit- und Vorruhestandsverpflichtungen wird von einer Duration von 1,5 Jahren bzw. 3,4 Jahren ausgegangen. Der für diese Durationen maßgebliche Zins wurde mittels linearer Interpolation aus den von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Zinssätzen abgeleitet. Ferner wird ein Gehaltstrend berücksichtigt. Den versicherungsmathematischen Rückstellungsberechnungen liegen als Rechnungsgrundlagen die Richttafeln 2005 G von K. Heubeck zugrunde.

(Andere sonstige Rückstellungen)

Die sonstigen Rückstellungen berücksichtigen alle erkennbaren Risiken und ungewissen Verbindlichkeiten. Der Ansatz erfolgt in Höhe des nach vernünftiger kaufmännischer Beurteilung notwendigen Erfüllungsbetrags. Langfristige Rückstellungen (Restlaufzeit > 1 Jahr) werden mit dem ihrer Restlaufzeit entsprechenden durchschnittlichen Marktzins der vergangenen sieben Jahre abgezinst. Die Abzinsung wird auch für ursprünglich langfristige Rückstellungen vorgenommen, deren Restlaufzeit am Bilanzstichtag ein Jahr nicht überschreitet.

Erträge und Aufwendungen aus der Ab- und Aufzinsung von Rückstellungen sowie aus Änderungen der Zinssätze werden gesondert unter dem Posten „Sonstige Zinsen und ähnliche Erträge“ bzw. „sonstige Zinsen und ähnliche Aufwendungen“ ausgewiesen.

Verbindlichkeiten

Verbindlichkeiten werden mit ihrem Erfüllungsbetrag zum Bilanzstichtag ausgewiesen.

Rechnungsabgrenzungsposten

Die aktiven bzw. passiven Rechnungsabgrenzungsposten wurden für Ausgaben bzw. Einnahmen gebildet, die späteren Perioden zuzuordnen sind.

Währungsumrechnung

Forderungen und Verbindlichkeiten in Fremdwährung werden mit dem zum Zeitpunkt des Geschäftsvorfalles gültigen Mittelkurs umgerechnet. Für die Folgebewertung erfolgt eine Umrechnung zum Devisenkassamittelkurs.

Latente Steuern

Latente Steuern werden aufgrund eines bestehenden Ergebnisabführungsvertrags grundsätzlich bei der E.ON SE als Organträgerin berücksichtigt.

C. Erläuterungen zur Bilanz

(1) Immaterielle Vermögensgegenstände und Sachanlagen

Die Entwicklung der einzelnen Posten des Anlagevermögens in 2013 ist aus dem Anlagespiegel ersichtlich, der als Anlage 1 Bestandteil des Anhangs ist. Sämtliche immaterielle Vermögensgegenstände sind entgeltlich erworben.

Die Zugänge zu den Sachanlagen betreffen vor allem Anlagen im Bau sowie Strom- und Fernwärmeerzeugungsanlagen.

(2) Finanzanlagen

Die Aufstellung des Anteilsbesitzes der E.ON Kraftwerke GmbH ist aus der Anlage 2 ersichtlich, die Bestandteil des Anhangs ist.

In den Ausleihungen an verbundene Unternehmen sind ausschließlich Darlehen an die Kraftwerk Schkopau GbR ausgewiesen.

(3) Vorräte

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Rohstoffe	153,5	0,0
Hilfs- und Betriebsstoffe	99,5	0,0
	<u>253,0</u>	<u>0,0</u>

(4) Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2013</u>		<u>31.12.2012</u>	
	<u>Gesamt- betrag</u>	<u>davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr</u>	<u>Gesamt- betrag</u>	<u>davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr</u>
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	122,0	84,2	91,5	90,5
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	3.759,1	0,0	4.059,6	0,0
davon gegen Gesellschafter	(0,2)	(0,0)	(2,1)	(0,0)
davon aus Lieferungen und Leistungen	(401,8)	(0,0)	(54,5)	(0,0)
davon aus Verrechnungs- und Finanzverkehr	(3.357,1)	(0,0)	(4.003,0)	(0,0)
Forderungen gegen Unternehmen, mit denen ein Beteiligungsverhältnis besteht	(1,3 T €)	0,0	0,0	0,0
Sonstige Vermögensgegenstände	40,7	0,0	7,8	0,0
	<u>3.921,8</u>	<u>84,2</u>	<u>4.158,9</u>	<u>90,5</u>

Die Forderungen gegen verbundene Unternehmen ergeben sich überwiegend aus dem konzerninternen Cash-Pooling mit der E.ON SE, Düsseldorf.

(5) Flüssige Mittel

Die flüssigen Mittel enthalten Schecks, Kassen- und Bankguthaben.

(6) Rechnungsabgrenzungsposten

Der Rechnungsabgrenzungsposten betrifft vor allem vertragsgemäße Zahlungen für Energielieferverträge, die wirtschaftlich Folgejahren zuzurechnen sind und über die Vertragslaufzeit aufgelöst werden.

(7) Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung

Aus der Verrechnung der Deckungsvermögen im Zusammenhang mit rückgedeckten Pensionsverpflichtungen sowie dem Erfüllungsrückstand aus Altersteilzeitverträgen ergibt sich ein aktiver Unterschiedsbetrag, der sich wie folgt zusammensetzt:

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag/Pensionsverpflichtung vor Saldierung (Bruttowert)	27,5	0,0
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögen Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen	39,8	0,0
Nettowert	12,3	0,0
Erfüllungsrückstand aus Altersteilzeitverträgen		
Erfüllungsbetrag	27,4	11,6
Beizulegende Zeitwerte des Deckungsvermögen Festgeldanlage	30,1	12,8
Nettowert	2,7	1,2
Summe Aktiver Unterschiedsbetrag aus der Vermögensverrechnung	15,0	1,2

Die Zeitwerte der Rückdeckungsversicherungsansprüche entsprechen dem vom Versicherer nachgewiesenen Deckungskapital und damit den Anschaffungskosten. Der beizulegende Zeitwert der Festgeldanlagen stimmt mit den Anschaffungskosten überein.

(8) Eigenkapital

Das gezeichnete Kapital der Gesellschaft beträgt unverändert 283,4 Mio. €, weil gemäß § 54 Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 und Satz 3 UmwG das Stammkapital zur Durchführung der Verschmelzung nicht erhöht wurde. Gemäß Abspaltungs- und Übernahmevertrag wurde der volle Geschäftsanteil an der EKW von der E.ON Energie AG, München, auf die E.ON Beteiligungen GmbH, München, übertragen.

Die Erhöhung der Kapitalrücklage (i. S. d. § 272 Abs. 2 Nr. 4 HGB) um 1.541,5 Mio. € auf 5.113,2 Mio. € liegt in der Verschmelzung der EKW sowie der Amrumbank auf die EWK begründet. Hieraus ergaben sich Zuführungen in Höhe von 1.669,0 Mio. €. Durch die Abspaltung der Flussgruppe Inn war ein Abgang von 127,5 Mio. € zu verzeichnen.

Bei den Gewinnrücklagen handelt es sich um andere Gewinnrücklagen.

(9) Zuschüsse

Im Berichtsjahr ergaben sich Auflösungen in Höhe von 0,4 Mio. €.

(10) Rückstellungen

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (saldiert mit Rückdeckungsanspruch VKE)	407,7	92,6
Freistellungsanspruch gegen MEON	-280,3	-63,7
Verbleibende Rückstellungen für Pensionen	127,4	28,9
Steuerrückstellungen	4,8	1,3
Sonstige Rückstellungen	1.303,6	778,8
	<u>1.435,8</u>	<u>809,0</u>

Die **Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen** decken die Versorgungsverpflichtungen gegenüber ehemaligen und noch tätigen Mitarbeitern ab. Die Finanzierung erfolgt teils durch den Arbeitgeber und im Rahmen von Gehaltsumwandlungen teils durch die Arbeitnehmer.

Die Ende 2006 bestehenden Versorgungsverpflichtungen gegenüber Rentnern, ausgeschiedenen Anwärtern und ihren Hinterbliebenen wurden zum 31.12.2006 auf die MEON ausgegliedert.

Von den verbleibenden Pensionsverpflichtungen sind die Ansprüche aus Rückdeckungsversicherungen wie folgt verrechnet:

<u>in Mio. €</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Nicht bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	392,1	80,5
Pensionsverpflichtung vor Saldierung (Bruttowert)	394,1	83,0
Bei VKE rückgedeckte Versorgungsverpflichtungen		
Erfüllungsbetrag	27,5	3,2
Pensionsrückstellung vor Saldierung (Bruttowert)	27,5	3,2
Anschaffungskosten des Deckungsvermögens	27,5	3,0
Nettowert nach Saldierung	0,0	0,2
Stromdeputate	13,6	9,4
Rückstellung gesamt	407,7	92,6

Die Zeitwerte der Rückdeckungsversicherungsansprüche entsprechen dem vom Versicherer nachgewiesenen Deckungskapital und damit den Anschaffungskosten. Der beizulegende Zeitwert der Festgeldanlagen stimmt mit den Anschaffungskosten überein.

Die ausgewiesenen Pensionsverpflichtungen sowie die Rückstellungen für Stromdeputate werden mit dem Freistellungsanspruch gegen MEON offen verrechnet.

Der angewandte Rechnungszins für die Abzinsung der Pensionsverpflichtung beläuft sich im Geschäftsjahr 2013 auf 4,91 Prozent p.a. (im Vorjahr 5,07 Prozent p. a.). Weiterhin wurde wie im Vorjahr ein Gehaltstrend von 2,5 Prozent p.a. und eine Rentendynamik von 2,0 Prozent p. a. zugrunde gelegt.

Das in Vorjahren gemäß BilMoG ausgeübte Beibehaltungswahlrecht besteht nicht mehr, weil die ursprünglichen Bilanzansätze aus dem Umstellungsjahr 2010 erstmalig überschritten wurden.

Die **sonstigen Rückstellungen** enthalten hauptsächlich Rückstellungen für Konzessionsauflagen, Erneuerungsverpflichtungen, fehlende Emissionszertifikate, für Verpflichtungen aus dem Personalbereich (u. a. für Altersteilzeit), für Rekultivierungs- und Entfernungsverpflichtungen, für nicht aktivierungsfähige Aufwendungen im Zusammenhang mit einem Bauvorhaben sowie für noch nicht abgerechnete Lieferungen und Leistungen.

Soweit die durch BilMoG geänderten Bewertungsregeln nach § 253 HGB im Umstellungsjahr 2010 zu einer Auflösung von sonstigen Rückstellungen führten und mit einer Zuführung bis spätestens zum 31.12.2024 zu rechnen ist, wurde der höhere Wertansatz beibehalten. Der Betrag der Überdeckung beläuft sich zum 31.12.2013 auf 106,3 Mio. €.

Für Altersteilzeitverpflichtungen ergibt sich bei einer Duration von 1,5 Jahren (im Vorjahr 1,8 Jahre) ein Rechnungszins von 3,49 Prozent p. a. (im Vorjahr 3,83 Prozent p. a.) sowie ein

Gehaltstrend von 2,5 Prozent p. a. wie im Vorjahr. Für die Vorruhestandsverpflichtungen bzw. – potenziere ergibt sich bei einer Duration von 3,4 Jahren (im Vorjahr 3,8 Jahre bzw. 4,0 Jahre) ein Rechnungszins von 3,74 Prozent p. a. (im Vorjahr 4,11 Prozent p. a. bzw. 4,14 Prozent p. a.). Weiterhin wurde ein Gehaltstrend von 2,5 Prozent p. a. wie im Vorjahr zugrunde gelegt.

(11) Verbindlichkeiten

in Mio. €	31.12.2013				31.12.2012	
	Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit			Gesamt- betrag	davon mit einer Restlaufzeit über 1 Jahr
		bis zu 1 Jahr	1 bis 5 Jahre	mehr als 5 Jahre		
Verbindlichkeiten aus						
Lieferungen und Leistungen	66,3	64,7	1,1	0,5	7,5	0,0
Verbindlichkeiten gegenüber						
verbundenen Unternehmen	575,4	575,1	0,0	0,3	365,9	0,3
davon gegen Gesellschafter	(230,8)	(230,8)	(0,0)	(0,0)	(353,7)	(0,0)
davon aus Lief. und Leistungen	(268,2)	(268,2)	(0,0)	(0,0)	(9,4)	(0,0)
davon aus Verrechnungs- und						
Finanzverkehr	(76,4)	(76,1)	(0,0)	(0,3)	(2,8)	(0,3)
Verbindlichkeiten gegenüber						
Unternehmen, mit denen ein						
Beteiligungsverhältnis besteht	33,1	33,1	0,0	0,0	0,8	0,0
Sonstige Verbindlichkeiten	15,7	8,2	5,9	1,6	1,7	0,0
	<u>690,5</u>	<u>681,1</u>	<u>7,0</u>	<u>2,4</u>	<u>375,9</u>	<u>0,3</u>

Von den sonstigen Verbindlichkeiten betreffen 3,9 Mio. € (Vorjahr 0,6 Mio. €) Verbindlichkeiten aus Steuern und 2,8 Mio. € (Vorjahr 0,6 Mio. €) Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit.

(12) Rechnungsabgrenzungsposten

Der Posten betrifft überwiegend vereinnahmte Zahlungen aus Energielieferverträgen, die wirtschaftlich Folgejahren zuzurechnen sind und über die Vertragslaufzeit aufgelöst werden.

(13) Haftungsverhältnisse und sonstige finanzielle Verpflichtungen

Es bestehen folgende Haftungsverhältnisse:

in Mio. €	Gesamt- betrag	Davon betreffen verbundene Unternehmen
Verbindlichkeiten aus Bürgschaften	53,1	52,8
Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen	2,3	2,3
	<u>55,4</u>	<u>55,1</u>

Die Verbindlichkeiten aus Gewährleistungsverträgen beinhalten darüber hinaus wertmäßig nicht bezifferbare Patronats-, Organschafts- und Haftungsübernahmeerklärungen.

Die finanziellen Garantien der Gesellschaft beinhalten die Liquiditätshilfegarantie gegenüber der MEON in Höhe von 1.123,0 Mio. €.

Die E.ON Kraftwerke GmbH haftet gesamtschuldnerisch aus der Beteiligung an der Kraftwerk Schkopau GbR, Schkopau, Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen, sowie der Volkswagen AG PreussenElektra AG oHG, Wolfsburg.

Für Stromlieferungen, für die Brennstoffver- und -entsorgung, und für den Strombezug bestehen branchenübliche, langfristige Verträge. Sonstige finanzielle Verpflichtungen bewegen sich im Rahmen der üblichen Verpflichtungen aus Miet- und Leasingverträgen, aus dem Bestellobligo aus Investitionen (759,2 Mio. €; davon betreffen 60,6 Mio. € verbundene Unternehmen) sowie aus zugesagten, noch nicht abgerufenen Krediten.

EKW hat sich gegenüber VKE und der VAW-Innwerk Unterstützungsgesellschaft mbH, Bonn, zu einem Nachschuss verpflichtet, wenn im Falle einer tatsächlichen Vermögensunterdeckung kurzfristig entsprechende Ausgleichszahlungen zu leisten sind.

Im Rahmen einer Vereinbarung über den Tausch von Assets zwischen drei E.ON-Konzernunternehmen und weiteren externen Vertragspartnern vom 30.07.2009 ist EKW unter bestimmten Voraussetzungen zur Leistung von Schadensersatz für verschiedene Sachverhalte verpflichtet. Für die Geltendmachung etwaiger, zukünftiger Schadenersatzansprüche gelten unterschiedliche zeitliche Beschränkungen von bis zu zehn Jahren. Die Entschädigungspflicht ist begrenzt durch den erzielten Gesamtkaufpreis.

Für die in Vorjahren im Rahmen von gesellschaftsrechtlichen Umwandlungsvorgängen übertragenen Verbindlichkeiten ergeben sich Haftungsverhältnisse nach den Vorschriften des Umwandlungsgesetzes.

Bei den Haftungsverhältnissen wird das Risiko einer Inanspruchnahme jeweils als gering eingeschätzt. Diese Einschätzung beruht vor allem auf den Bonitätsbeurteilungen der Primärverpflichteten sowie aus Erkenntnissen vergangener Geschäftsjahre.

(14) Finanzinstrumente

Die Gesellschaft ist im Rahmen ihrer Geschäftstätigkeit Währungsrisiken ausgesetzt. Die Steuerung erfolgt auf Basis eines systematischen Risikomanagements. Zum Bilanzstichtag bestehen Währungsswaps mit verbundenen Unternehmen mit einem Nominalwert von 2,1 Mio. € sowie einem um 0,1 Mio. € niedrigeren Zeitwert.

D. Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(15) Umsatzerlöse

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Energieerzeugung	2.539,7	611,4
Betriebsführungsentgelte	151,7	44,3
Sonstige Umsatzerlöse	15,1	0,0
	<u>2.706,5</u>	<u>655,7</u>

Die Umsatzerlöse sind fast ausschließlich im Inland angefallen.

(16) Sonstige betriebliche Erträge

Die sonstigen betrieblichen Erträge enthalten vor allem Erträge aus weiterbelasteten Lieferungen und Leistungen, aus weiterberechneten Personal- und Verwaltungskosten, aus dem Verkauf von Gegenständen des Anlagevermögens sowie aus der Auflösung von Rückstellungen. Wesentliche aperiodische Erträge fielen in Höhe von 34,2 Mio. € aus der Auflösung von Rückstellungen an. Währungskursgewinne sind in Höhe von 0,9 Mio. € enthalten.

(17) Materialaufwand

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe	1.539,4	150,0
Aufwendungen für bezogene Leistungen	292,9	105,1
	<u>1.832,3</u>	<u>255,1</u>

(18) Personalaufwand

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Löhne und Gehälter	235,4	51,4
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	61,5	13,8
davon für Altersversorgung	(22,6)	(4,7)
	<u>296,9</u>	<u>65,2</u>

Nicht als Personalaufwand erfasst sind Beträge, die sich aus der Aufzinsung der Personalarückstellungen, insbesondere der Pensionsrückstellungen, ergeben; sie sind im Zinsergebnis ausgewiesen.

Im Berichtsjahr waren im Durchschnitt 2.869 Mitarbeiter beschäftigt. Sie verteilen sich wie folgt:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Gewerbliche Arbeitnehmer	1.284	377
Angestellte	1.400	269
Teilzeitkräfte	185	78
	<u>2.869</u>	<u>724</u>

Der Anstieg der durchschnittlich beschäftigten Mitarbeiter entfällt hauptsächlich auf den Zugang der Mitarbeiter der Sparte konventionelle Erzeugung. Gegenläufig wirken sich im Wesentlichen Abgänge im Rahmen von E.ON 2.0 und Abspaltungsvorgänge aus.

(19) Abschreibungen

Die Abschreibungen entfallen ausschließlich auf immaterielle Vermögensgegenstände des Anlagevermögens und auf Sachanlagen.

(20) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Die sonstigen betrieblichen Aufwendungen enthalten vor allem Verluste aus dem Abgang von Sachanlage- und Umlaufvermögen, Beratungs- und Dienstleistungsaufwendungen, sowie allgemeine Verwaltungskosten und Währungskursverluste in Höhe von 0,2 Mio. €.

(21) Beteiligungsergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Erträge aus Beteiligungen	3,4	1,9
davon aus verbundenen Unternehmen	(2,4)	(25 T €)
Erträge aus Gewinnabführungsverträgen	61,1	0,0
davon aus verbundenen Unternehmen	(61,1)	(0,0)
Aufwendungen aus Verlustübernahme	-37,5	-0,0
davon aus verbundenen Unternehmen	(-37,3)	(-0,0)
	<u>27,0</u>	<u>1,9</u>

(22) Zinsergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Erträge aus Ausleihungen des Finanzanlagevermögens	4,6	(4 T €)
- davon aus verbundenen Unternehmen	(4,6)	(0,0)
sonstige Zinsen und ähnliche Erträge	12,9	1,9
- davon aus verbundenen Unternehmen	(2,6)	(1,1)
Ertrag aus der Abzinsung von Rückstellungen	4,7	0,0
	<u>17,6</u>	<u>1,9</u>
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	-7,3	-2,7
- davon an verbundene Unternehmen	(-3,9)	(-0,5)
Aufwand aus der Aufzinsung von Rückstellungen	-38,3	-7,7
	<u>-45,6</u>	<u>-10,4</u>
	<u>-23,4</u>	<u>-8,5</u>

Im Aufwand aus der Aufzinsung von Rückstellungen ist auch der Nettoaufwand in Höhe von 19,2 Mio. € aus der Aufzinsung (einschließlich Zinssatzänderung) von Pensions- und langfristigen Personalarückstellungen (22,0 Mio. €) nach Verrechnung mit den Erträgen aus dem entsprechenden Deckungsvermögen (2,8 Mio. €) enthalten. Die Sparten Wind, Wasser und konventionelle Erzeugung werden über separate Cashkonten der E.ON SE finanziert.

(23) Abschreibungen auf Finanzanlagen

Es handelt sich im Wesentlichen um Abschreibungen auf Anteile an zwei verbundenen Unternehmen in einer Gesamthöhe von 233,9 Mio. €.

(24) Außerordentliches Ergebnis

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Außerordentliche Erträge	52,7	0,8
Außerordentliche Aufwendungen	-85,1	-18,5
	<u>-32,4</u>	<u>-17,7</u>

Die außerordentlichen Erträge betreffen den einmaligen Ertrag in Höhe von 52,7 Mio. € zwecks Nachteilsausgleich aufgrund der Verminderung der der EGC zur Verfügung gestellten Kraftwerkserzeugungskapazitäten.

Darüber hinaus ergaben sich außerordentliche Aufwendungen im Zusammenhang mit den erwähnten Abspaltungsvorgängen aus Buchverlusten.

(25) Steuern vom Einkommen und vom Ertrag

Ab dem Jahr 2011 wird auf die Erhebung von Ertragsteuerumlagen verzichtet. Es werden Steuererstattungen außerhalb der Organschaft in Höhe von 18,5 T € ausgewiesen.

(26) Aufgrund eines Gewinnabführungsvertrages abgeführter Gewinn

Aufgrund des Gewinnabführungsvertrages mit der E.ON Beteiligungen GmbH wurde das Jahresergebnis in Höhe von 217,4 Mio. € an die Muttergesellschaft abgeführt.

Sonstige Angaben

Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit steht EKW mit zahlreichen Unternehmen, darunter auch nahestehende Unternehmen, im Lieferungs- und Leistungsaustausch. Die getätigten Transaktionen haben sich wie folgt ausgewirkt.

<u>in Mio. €</u>	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Erträge	177,6	0,0
Aufwendungen	226,6	0,0
Forderungen	108,3	0,0
Verbindlichkeiten	195,1	0,0

Aufwendungen aus Transaktionen mit nahestehenden Unternehmen beruhen hauptsächlich auf Strombezügen und Betriebsführungsaufwand mit Gemeinschaftskraftwerken. Die Abrechnung erfolgt auf Basis von Kostenübernahmeverträgen zu einem Tarif auf Basis der Kosten zuzüglich einer Verzinsung des Eigenkapitals. Forderungen gegenüber nahestehenden Unternehmen beinhalten im Wesentlichen Forderungen aus Lieferungen und Leistungen.

Verbindlichkeiten gegenüber nahestehenden Unternehmen resultieren aus Liquiditätsüberlassungen und aus dem laufenden Stromgeschäft mit Gemeinschaftskraftwerken.

Geschäfte größeren Umfangs mit verbundenen oder assoziierten Unternehmen (§ 6b Abs. 2 EnWG)

Vertragsbeziehungen größeren Umfangs bestehen insbesondere mit:

- E.ON SE über die Anlage beziehungsweise Aufnahme liquider Mittel (Cash Pooling-Vertrag). Zum Bilanzstichtag werden Forderungen in Höhe von 3.235,0 Mio. € bilanziert. Hierfür ist ein Zinsertrag in Höhe von 2,4 Mio. € und ein Zinsaufwand in Höhe von 9,0 Mio. € erfasst.
- E.ON Anlagenservice GmbH über die Erbringung von Dienst- und Unterstützungsleistungen auf dem Gebiet der technischen Instandhaltung und des Anlagenservice (47,0 Mio. €).

- E.ON New Build & Technology GmbH über technisches Projektmanagement sowie Planungsleistungen (20,9 Mio. €).

Organbezüge

Die Bezüge der Mitglieder des Aufsichtsrats betragen 106,6 T €. Auf die Angabe der Geschäftsführerbezüge wird gemäß § 286 Abs. 4 HGB verzichtet, da nur die Herren Jost und Gattermann ihre Bezüge von der E.ON Kraftwerke GmbH erhalten.

Verpflichtungen aus Versorgungszusagen gegenüber ehemaligen Mitgliedern der Geschäftsführung und ihren Hinterbliebenen sowie das notwendige Deckungsvermögen wurden zum 31. Dezember 2006 auf die MEON ausgegliedert. Die bei der MEON gebildete Rückstellung für die übernommenen Verpflichtungen gegenüber ehemaligen Geschäftsführern und ihren Hinterbliebenen beläuft sich auf 27.095,0 T €; die laufenden Bezüge dieser Personengruppe betragen 2.487,1 T €.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats sowie der Geschäftsführung sind auf den Seiten F-207 und F-208 angegeben. Auf die Angaben zum Honorar des Abschlussprüfers wird verzichtet, da diese Angaben im Konzernanhang der E.ON SE enthalten sind.

Hannover, den 23. Januar 2014

E.ON Kraftwerke GmbH

Die Geschäftsführung

Jost

Gattermann

Dr. Klostermann

Anlage 1 zum Anhang

E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover
Anhang
Entwicklung des Anlagevermögens

in Mio. €	Zugänge/ Abgänge (-) durch Umwandelungs- vorgänge				kumulierte Abschreibungen				Abschreibungen des Geschäftsjahres 2013	
	Stand 01/01/2013	Zugänge	Abgänge	Umbuchungen	Stand 31/12/2013	Stand 31/12/2013	davon:			
							Zugänge/ Abgänge (-) durch Umwandelungs- vorgänge	Buchwerte		
Immaterielle Vermögensgegenstände										
Entgeltlich erworbene Konzessionen und ähnliche Rechte										
	168,4	-17,6	0,4	0,0	150,7	118,5	68,0	32,2	119,3	2,0
	168,4	-17,6	0,4	0,0	150,7	118,5	68,0	32,2	119,3	2,0
Sachanlagen										
Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten einschließlich der Bauten auf fremden Grundstücken										
	144,4	717,0	3,0	1,6	863,9	539,9	450,7	324,0	67,6	13,4
	1.180,4	5.246,9	6,6	7,7	6.425,1	5.940,4	4.849,1	484,7	134,3	61,6
Technische Anlagen und Maschinen										
	22,7	67,6	2,2	0,0	87,1	72,2	52,8	14,9	2,2	4,4
	15,4	1.280,2	255,6	-9,3	1.541,6	0,0	0,0	1.541,6	15,4	0,0
	1.362,9	7.311,7	267,4	0,0	8.917,7	6.552,5	5.352,6	2.365,2	219,5	79,4
Geschäftsausstattung										
	70,3	1.362,8	189,6	0,0	1.587,2	707,8	494,6	879,4	70,3	233,9
	0,0	70,4	0,0	0,0	66,3	0,0	0,0	66,3	0,0	0,0
Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau										
	82,0	-49,6	0,0	0,0	19,5	7,4	8,4	12,1	74,5	0,0
	0,0	0,5	0,0	0,0	0,4	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0
	152,3	1.384,1	189,6	0,0	1.673,4	715,3	503,1	958,1	144,8	233,9
	1.683,6	8.678,2	457,4	0,0	10.741,8	7.386,3	5.923,7	3.355,5	483,6	315,3
Finanzanlagen										
Anteile an verbundenen Unternehmen										
	0,0	70,4	0,0	0,0	66,3	0,0	0,0	66,3	0,0	0,0
Ausleihungen an verbundene Unternehmen										
	0,0	-49,6	0,0	0,0	19,5	7,4	8,4	12,1	74,5	0,0
Beteiligungen										
	0,0	0,5	0,0	0,0	0,4	0,1	0,1	0,3	0,0	0,0
	152,3	1.384,1	189,6	0,0	1.673,4	715,3	503,1	958,1	144,8	233,9
	1.683,6	8.678,2	457,4	0,0	10.741,8	7.386,3	5.923,7	3.355,5	483,6	315,3
davon:										
	9.439,9						6.593,8	879,4	70,3	233,9
	113,0						2,1	66,3	0,0	0,0
	-297,0						-124,7	12,1	74,5	0,0
	-577,7						-547,5	0,3	0,0	0,0
	8.678,2						5.923,7	3.355,5	483,6	315,3

Anteilsbesitzliste zum 31. Dezember 2013

	Sitz	Anteil am Kapital in %	Eigen- kapital (2012) in T€	Ergebnis (2012) in T€
Verbundene Unternehmen				
BauMineral GmbH	Herten	100,00	4.591	0 ¹
EEP 2. Beteiligungsgesellschaft mbH	München	100,00	24	0
EEP Kraftwerks-gesellschaft Obernburg mbH	München	100,00	24	0
E.ON Anlagenservice GmbH	Gelsenkirchen	100,00	43.100	0 ¹
E.ON Elekträge s.r.o.	Trakovice	100,00	54.855	18.938
E.ON Energy Projects GmbH	München	100,00	20.689	0 ¹
E.ON Energy Solutions GmbH	München	100,00	1.017	-7
E.ON Erömüvek Kft.	Budapest	100,00	81.357	-2.352 ²
E.ON Fernwärme GmbH	Gelsenkirchen	100,00	18.600	0 ¹
E.ON Kraftwerke 6. Teiligungs-GmbH	Hannover	100,00	24	0
Gemeinschaftskraftwerk Irsching GmbH	Vohburg	50,20	284.382	3.661
Gemeinschaftskraftwerk Staudinger Verwaltungs-GmbH	Großkrotzenburg	100,00	27	2
Gemeinschaftskraftwerk Veltheim Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Porta Westfalica	66,67	9.649	631
KGW - Kraftwerk Grenzach-Wyhlen GmbH	München	69,76	11.568	1.762
Kraftwerk Burghausen GmbH	München	100,00	4.807	0 ¹
Kraftwerk Hattorf GmbH	München	100,00	25	0 ¹
Kraftwerk Plattling GmbH	München	100,00	75	0 ¹
Kraftwerk Schkopau Betriebsgesellschaft mbH	Schkopau	55,60	28	2
Kraftwerk Schkopau GbR	Schkopau	58,10	108.386	6.128
MEON Pensions GmbH & Co. KG	Grünwald	34,28	1.892.707	112.396
Netz Veltheim GmbH	Porta Westfalica	66,67	10.613	2.150
Offshore Trassenplanungs GmbH	Hannover	50,00	90	3
RuhrEnergie GmbH, EVR	Gelsenkirchen	100,00	12.783	0 ¹
Untere Iller AG	Landshut	60,00	1.135	41
VEW-VKR Fernwärmeleitung Shamrock- Bochum GbR	Gelsenkirchen-Buer	55,10	0	0
Beteiligungen				
Fernwärmeversorgung Herne GmbH	Herne	50,00	1.023	0 ¹
Gemeinschaftskraftwerk Kiel Gesellschaft mit beschränkter Haftung	Kiel	50,00	18.870	1.533
Industriekraftwerk Greifswald GmbH	Kassel	49,00	22	-3
InfraServ-Bayernwerk Gendorf GmbH	Burgkirchen/Alz	50,00	7.546	1.032
Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH i. L.	Gelsenkirchen	50,00	0	0
Kraftwerk Buer GbR	Gelsenkirchen	50,00	5.113	-293
Lillo Energy NV	Beveren/Antwerpen	50,00	17.809	3.180
Volkswagen AG Preussen Elektra AG Offene Handelsgesellschaft	Wolfsburg	95,00	-1.825	296

1) nach Ergebnisabführung

2) Umrechnung zum Stichtagskurs/Durchschnittskurs

Mitglieder des Aufsichtsrates der E.ON Kraftwerke GmbH

Dr. E. h. Bernhard Fischer , Hannover	Vorsitzender des Aufsichtsrates Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Generation GmbH
Holger Grzella , Gelsenkirchen	Stellv. Vorsitzender des Aufsichtsrates Vorsitzender des Spartenbetriebsrates der E.ON Kraftwerke GmbH
Thomas Barth , München	Vorsitzender des Vorstands der E.ON Energie AG (bis 31.12.2013)
Anton Baumgartner , Finsing	Betriebsleitung Isar, Finsing, der E.ON Kraftwerke GmbH (ab 10.05.2013)
Alexander Gröbner , Regensburg	Bezirksgeschäftsführer ver.di Bezirk Oberpfalz, Regensburg
Wolf Hatje , Hannover	Ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON Mitte AG (bis 06.02.2013)
Dr. Walter Hohlefelder , München	Ehemaliges Mitglied des Vorstands der E.ON Energie AG (ab 26.04.2013)
Matthias Hube , Maasvlakte (Belgien)	Plant Manager der E.ON Generation Fleet
Gerald Humpel , Ingolstadt/Irsching	Mitglied des Spartenbetriebsrates der E.ON Kraftwerke GmbH (bis 11.03.2013)
Hermann Ikemann , Düsseldorf	Global Head of Employee Relations & Labor Law der E.ON SE (ab 26.04.2013)
Josef Irlsberger , Landsberg/Lech	Betriebsleitung Lech, Landsberg/Lech, der E.ON Kraftwerke GmbH (ab 10.05.2013)
Dr. Ingo Luge , Essen	Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Deutschland
Peter Obramski , Gelsenkirchen	Leiter des Bezirks Ruhr-Mitte IG Bergbau, Chemie und Energie, Gelsenkirchen
Dr. Nanna Rapp , Düsseldorf	Leiterin Operational Efficiency der E.ON SE (ab 26.04.2013)
Andreas Reichwald , Petershagen	Betriebsrat Zentrale der E.ON Kraftwerke GmbH
Heinz-Peter Schierenbeck , Hannover	Ehemaliger Leiter des Bereichs Obere Führungskräfte Konzern der E.ON Energie AG (bis 06.02.2013)
Dr. Albrecht Schleich , München	Mitglied des Vorstands der Rhein-Main-Donau AG (bis 31.12.2013)
Andreas Schneider , Helmstedt	Stv. Vorsitzender des Spartenbetriebsrates der E.ON Kraftwerke GmbH
Eberhard Schomburg , Petershagen	Vorsitzender des Spartenbetriebsrates der E.ON Kraftwerke GmbH
Dirk Steinheider , Hannover	CFO E.ON Generation GmbH (ab 26.04.2013)

Geschäftsführung

Dirk Jost, Hannover

Christof Gattermann, Hannover

Dr. Ulf Klostermann, Hannover

Ressort Personal

Vorsitzender

(Vorsitzender ab 03.06.2013)

Ressort Koordination Regionaleinheiten

Ressort Finanzen, Material- und
Energiewirtschaft

Der folgende in Übereinstimmung mit § 322 Handelsgesetzbuch erteilte Bestätigungsvermerk bezieht sich auf den Jahresabschluss sowie den Lagebericht der E.ON Kraftwerke GmbH für das Geschäftsjahr 2013. Der Lagebericht ist nicht in diesem Prospekt abgedruckt.

Bestätigungsvermerk des Abschlussprüfers

Wir haben den Jahresabschluss – bestehend aus Bilanz, Gewinn- und Verlustrechnung sowie Anhang – unter Einbeziehung der Buchführung und den Lagebericht der E.ON Kraftwerke GmbH, Hannover, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013 geprüft. Nach § 6b Abs. 5 EnWG umfasste die Prüfung auch die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind. Die Buchführung und die Aufstellung von Jahresabschluss und Lagebericht nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften für Kapitalgesellschaften sowie die Einhaltung der Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG liegen in der Verantwortung der Geschäftsführer der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung eine Beurteilung über den Jahresabschluss unter Einbeziehung der Buchführung und über den Lagebericht sowie über die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG abzugeben.

Wir haben unsere Jahresabschlussprüfung nach § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung vorgenommen. Danach ist die Prüfung so zu planen und durchzuführen, dass Unrichtigkeiten und Verstöße, die sich auf die Darstellung des durch den Jahresabschluss unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung und durch den Lagebericht vermittelten Bildes der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage wesentlich auswirken, mit hinreichender Sicherheit erkannt werden und dass mit hinreichender Sicherheit beurteilt werden kann, ob die Pflichten nach § 6b Abs. 3 EnWG in allen wesentlichen Belangen erfüllt sind. Bei der Festlegung der Prüfungshandlungen werden die Kenntnisse über die Geschäftstätigkeit und über das wirtschaftliche und rechtliche Umfeld der Gesellschaft sowie die Erwartungen über mögliche Fehler berücksichtigt. Im Rahmen der Prüfung werden die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems sowie Nachweise für die Angaben in Buchführung, Jahresabschluss und Lagebericht sowie für die Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG überwiegend auf der Basis von Stichproben beurteilt. Die Prüfung umfasst die Beurteilung der angewandten Bilanzierungsgrundsätze und der wesentlichen Einschätzungen der Geschäftsführer, die Würdigung der Gesamtdarstellung des Jahresabschlusses und des Lageberichts sowie die Beurteilung, ob die Wertansätze und die Zuordnung der Konten nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht und nachvollziehbar erfolgt sind und der Grundsatz der Stetigkeit beachtet wurde. Wir sind der Auffassung, dass unsere Prüfung eine hinreichend sichere Grundlage für unsere Beurteilung bildet.

Unsere Prüfung des Jahresabschlusses unter Einbeziehung der Buchführung und des Lageberichtes hat zu keinen Einwendungen geführt.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse entspricht der Jahresabschluss den gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung der Grundsätze ordnungsmäßiger Buchführung ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage der Gesellschaft. Der Lagebericht steht in Einklang mit dem Jahresabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage der Gesellschaft und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Die Prüfung der Einhaltung der Pflichten zur Rechnungslegung nach § 6b Abs. 3 EnWG, wonach für die Tätigkeiten nach § 6b Abs. 3 EnWG getrennte Konten zu führen sind, hat zu keinen Einwendungen geführt.

Hannover, den 24. Januar 2014

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Norbert Versen
Wirtschaftsprüfer

ppa. Thorsten Wesch
Wirtschaftsprüfer

**Uniper SE, Düsseldorf
Zusätzliche Abschlüsselemente für das
Geschäftsjahr 2013**

Kapitalflussrechnung nach DRS 21 für das Geschäftsjahr 2013

Uniper SE, Düsseldorf (vormals E.ON Kraftwerke GmbH)

Kapitalflussrechnung vom 1. Januar zum 31. Dezember 2013		2013 in Mio €
1.	Periodenergebnis (Jahresüberschuss)	217,40
2.	+/- Abschreibungen/Zuschreibungen auf Gegenstände des Anlagevermögens	315,30
3.	+/- Zunahme/Abnahme der Rückstellungen	-172,70
4.	+/- Sonstige zahlungsunwirksame Aufwendungen/Erträge	287,70
5.	-/+ Zunahme/Abnahme der Vorräte, der Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Aktiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	158,90
6.	+/- Zunahme/Abnahme der Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie anderer Passiva, die nicht der Investitions- oder Finanzierungstätigkeit zuzuordnen sind	-17,00
7.	-/+ Gewinn/Verlust aus dem Abgang von Gegenständen des Anlagevermögens	5,80
8.	+/- Zinsaufwendungen/Zinserträge	23,40
9.	- Sonstige Beteiligungserträge	-64,40
10.	+/- Aufwendungen/Erträge aus außerordentlichen Posten	32,40
11.	+ Einzahlungen aus außerordentlichen Posten	52,70
12.	= Cashflow aus der laufenden Geschäftstätigkeit (Summe aus 1 bis 11)¹	<u>839,50</u>
13.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des immateriellen Anlagevermögens	4,80
14.	- Auszahlungen für Investitionen in das Sachanlagevermögen	-267,80
15.	+ Einzahlungen aus Abgängen von Gegenständen des Finanzanlagevermögens	9,50
16.	- Auszahlungen für Investitionen in das Finanzanlagevermögen	-189,60
17.	+ Erhaltene Zinsen	17,50
18.	+ Erhaltene Dividenden	3,40
19.	- Auszahlungen für Verlustübernahmen	-70,10
20.	+ Einzahlungen aus Gewinnabführungsverträgen	52,70
21.	= Cashflow aus der Investitionstätigkeit (Summe aus 13 bis 20)¹	<u>-439,60</u>
22.	- Gezahlte Zinsen	-7,30
23.	- Gezahlte Dividenden	-497,80
24.	+/- Veränderung aus der Konzernfinanzierungstätigkeit ²	105,50
25.	= Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit (Summe aus 22 bis 24)¹	<u>-399,60</u>
26.	Zahlungswirksame Veränderungen des Finanzmittelfonds (Summe aus 12, 21, 25)	0,30
27.	+ Finanzmittelfonds am Anfang der Periode	—
28.	= Finanzmittelfonds am Ende der Periode (Summe aus 26 bis 27)	0,30
29.	liquide Mittel lt. Bilanz	0,30

1 Abweichungen zum Lagebericht ergeben sich durch Anwendung von DRS 21

2 Enthält Veränderungen aus dem Cash Pooling mit verbundenen Unternehmen

Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2013

Uniper SE, Düsseldorf (vormals E.ON Kraftwerke GmbH)

Eigenkapitalveränderungsrechnung vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2013

	in Mio €	
	2013	2012
Gezeichnetes Kapital		
Stand 1. Januar	283,4	283,4
Stand 31. Dezember	283,4	283,4
Kapitalrücklage		
Stand 1. Januar	3.571,7	71,7
+ Erhöhung der Kapitalrücklage i.S.d. § 272 Abs.2 Nr.4 HGB	1.541,5	3.500,0
Stand 31. Dezember	5.113,2	3.571,7
Gewinnrücklage		
Stand 1. Januar	15,8	15,8
Stand 31. Dezember	15,8	15,8

Düsseldorf, den 22. April 2016

Uniper SE

Klaus Schäfer
Vorstandsvorsitzender

Christopher Delbrück
Vorstand

Bescheinigung des Prüfers

An die Uniper SE, Düsseldorf

Wir haben die von der Gesellschaft aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2013 sowie der zugrunde liegenden Buchführung abgeleitete Kapitalflussrechnung und abgeleitete Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2013 geprüft. Die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung ergänzen den auf Grundlage der deutschen handelsrechtlichen Vorschriften aufgestellten Jahresabschluss der Uniper SE (vormals E.ON Kraftwerke GmbH) für das Geschäftsjahr 2013.

Die Aufstellung der Kapitalflussrechnung und Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2013 nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften liegt in der Verantwortung der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft.

Unsere Aufgabe ist es, auf Grundlage der von uns durchgeführten Prüfung ein Urteil darüber abzugeben, ob die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2013 ordnungsgemäß aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2013 sowie der zugrunde liegenden Buchführung nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften abgeleitet wurden. Nicht Gegenstand dieses Auftrages ist die Prüfung des zugrunde liegenden Jahresabschluss sowie der zugrunde liegenden Buchführung.

Wir haben unsere Prüfung unter Beachtung des IDW Prüfungshinweises: *Prüfung von zusätzlichen Abschlusselementen* (IDW PH 9.960.2) so geplant und durchgeführt, dass wesentliche Fehler bei der Ableitung der Kapitalflussrechnung und der Eigenkapitalveränderungsrechnung aus dem Jahresabschluss sowie der zugrunde liegenden Buchführung mit hinreichender Sicherheit erkannt werden.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse wurde die Kapitalflussrechnung und die Eigenkapitalveränderungsrechnung für das Geschäftsjahr 2013 ordnungsgemäß aus dem Jahresabschluss für das Geschäftsjahr 2013 sowie der zugrunde liegenden Buchführung nach den deutschen handelsrechtlichen Vorschriften abgeleitet.

Hannover, den 25. April 2016

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Sven Rosorius
Wirtschaftsprüfer

Thorsten Wesch
Wirtschaftsprüfer

21 GESCHÄFTSGANG UND -AUSSICHTEN

Operative Entwicklungen

Am 1. Januar 2016 wurde das deutsche Strom- und Gas-Großkundengeschäft von der E.ON Energie Deutschland GmbH, München, Deutschland, auf die Uniper Energy Sales GmbH (vormals E.ON Energy Sales GmbH), Düsseldorf, Deutschland übertragen.

Mit wirtschaftlicher Wirkung zum 1. Januar 2016 wurden 100 % der Anteile an der PEGI, einschließlich der von ihr gehaltenen Beteiligung an der Nord Stream AG, Zug, Schweiz, an die E.ON Beteiligungen GmbH, Düsseldorf, Deutschland, veräußert. Der Veräußerungspreis betrug rund € 1,0 Mrd. und wurde bereits im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum vereinnahmt.

Am 1. Februar 2016 brach ein Feuer im Kesselhaus des Kraftwerksblocks GRES TG 3 des Kraftwerks Berjosowskaja in Russland aus, durch das wesentliche Komponenten des 800-MW-Kessels beschädigt wurden, die nun ersetzt werden müssen. Der Kraftwerksblock wird für Reparaturarbeiten bis mindestens Mitte 2018 außer Betrieb sein, damit keinen Strom erzeugen und einen erheblichen Teil der Kapazitätsmarge einbüßen. Zum Zeitpunkt der Prospektveröffentlichung sind die Gespräche mit den betroffenen Versicherungsunternehmen noch nicht abgeschlossen, die Uniper Gruppe geht aber davon aus, dass ein nicht unwesentlicher Teil des Schadens durch Versicherungsleistungen abgedeckt sein wird.

Am 4. März 2016 wurde der Antrag der Uniper Gruppe auf vorzeitigen Baubeginn am Kraftwerk Datteln 4 durch die Bezirksregierung Münster zugelassen. Die Uniper Gruppe hat die Bauarbeiten an dem zu großen Teilen bereits fertiggestellten Kraftwerk unmittelbar wieder aufgenommen mit dem Ziel, das Kraftwerk zwecks Lieferung von Strom und der langfristigen und zuverlässigen Versorgung des Fernwärmenetzes in der ersten Hälfte des Jahres 2018 in Betrieb zu nehmen.

Im März 2016 haben sich die UGC und die russische Gazprom-Gruppe in Verhandlungen über langfristige Gaslieferverträge auf eine Anpassung der Konditionen auf Grundlage aktueller Marktverhältnisse geeinigt.

Im zum 30. Juni 2016 endenden Halbjahreszeitraum hat die Uniper Gruppe gemäß einer Vereinbarung, die bereits zum Jahresende 2015 bestanden hatte, die Finanzverbindlichkeit einer schwedischen Kraftwerksgesellschaft gegenüber einem Minderheitsgesellschafter dieser Kraftwerksgesellschaft mit einer bestehenden betrieblichen Forderung aufgerechnet.

Die Uniper Gruppe und die anderen Mitglieder des Konsortiums für die Pipeline Nord Stream 2 sind den vorläufigen Einwänden der polnischen Wettbewerbsbehörde UOKiK gegen die fusionskontrollrechtliche Zulässigkeit der Gründung des Konsortiums mit einer gemeinsamen Erwiderung Mitte August 2016 entgegengetreten. Unmittelbar im Anschluss haben die Uniper Gruppe und die anderen Konsortialpartner den Antrag bei der polnischen Wettbewerbsbehörde zurückgenommen und die maßgeblichen Verträge zur Beteiligung an dem Konsortium aufgehoben. Die Uniper Gruppe und die anderen potentiellen Konsortialpartner vertreten weiterhin die Ansicht, dass das Projekt für das europäische Energiesystem von entscheidender Bedeutung ist. Die Uniper Gruppe prüft daher ebenso wie die anderen Konsortialpartner alternative Ansätze, um zur Umsetzung beizutragen.

Vorbereitung der Abspaltung

Am 19. Januar 2016 beschloss die Hauptversammlung der Uniper AG zur Vorbereitung der Abspaltung, das Grundkapital von € 283.445.000 um € 6.779.578 auf € 290.224.578 zu erhöhen und in 170.720.340 auf den Namen lautende Stückaktien mit einem rechnerischen Anteil am Grundkapital von € 1,70 je Stückaktie neu einzuteilen. Am 23. März 2016 wurde durch die Hauptversammlung der Uniper AG die Umwandlung der Uniper AG in die Rechtsform der SE beschlossen und am 14. April 2016 mit Eintragung in das zuständige Handelsregister wirksam. Am 30. März 2016 haben die E.ON SE und die E.ON Beteiligungen GmbH zur Anpassung der Kapitalstruktur der Uniper Gruppe einen Betrag in Höhe von insgesamt € 265 Mio. in die freien Kapitalrücklagen der Uniper AG und der Uniper Beteiligungen GmbH eingezahlt.

Der Abspaltungs- und Übernahmevertrag wurde mit der Zustimmung der ordentlichen Hauptversammlung der E.ON SE am 8. Juni 2016 und der Hauptversammlung der Gesellschaft am 24. Mai 2016 wirksam.

Operative und finanzielle Optimierung der Uniper Gruppe

Die Uniper Gruppe hat im April 2016 ein umfassendes Programm zu ihrer operativen und finanziellen Optimierung bekannt gegeben (Projekt „Voyager“). Der Großteil der Maßnahmen soll bis Ende 2017 abgeschlossen sein und damit bereits im Geschäftsjahr 2018 wirksam werden. Zentraler Bestandteil des Programms ist die Optimierung der Kostenpositionen der Uniper Gruppe, z. B. in Form niedrigerer Verwaltungskosten u. a. durch eine Reduzierung von Management-Ebenen sowie einer kritischen Überprüfung bestehender Strukturen und Prozesse. Des Weiteren werden zur Optimierung der Liquidität sowohl strikte Working-Capital Maßnahmen konsequent fortgesetzt als auch der Umfang der Investitionen für Wartung und Instandhaltung sowie bereits bestehende Wachstumsprojekte begrenzt. Zur Finanzierung dieser Projekte sowie zur weiteren Stärkung der Bilanz sind darüber hinaus Verkäufe von Unternehmensteilen im Umfang von mehr als € 2 Mrd. geplant. Insgesamt plant die Uniper Gruppe das Verhältnis von Wirtschaftlicher Netto-Verschuldung zum Adjusted EBITDA komfortabel auf unter 2:1 und das Verhältnis von Netto-Finanzposition zum Adjusted EBITDA auf unter 1:1 zu senken.

Durch diese Maßnahmen soll u. a. erreicht werden, dass die Uniper Gruppe das derzeit bestehende langfristige Investmentgrade Rating BBB- mit stabilem Ausblick, das sie am 10. Mai 2016 von Standard & Poor's erhalten hat, langfristig stärkt. Hierdurch wird der wichtige Marktzugang zu den Rohstoffhandelsmärkten gewährleistet und eine stabile und starke Finanzkraft in volatilen Rohstoffmärkten erreicht.

22 UNTERSCHRIFTENSEITE

Düsseldorf, London, Frankfurt am Main, den 2. September 2016

Uniper SE

gez. Klaus Schäfer

gez. Christopher Delbrück

J.P. Morgan Securities plc

gez. Stefan Weiner

Morgan Stanley Bank AG

gez. Roman Waleczek

gez. Moritz Zschoche