

GESCHÄFTSBERICHT

2016

ZUKUNFT. SICHER. MACHEN.

RWE

WIR STEHEN FÜR SICHERHEIT IN DER ENERGIEVERSORGUNG

ALS RÜCKGRAT FÜR VERSORGENGS- SICHERHEIT IN UNSEREN KERNREGIONEN

Wir sorgen für Netzstabilität und Versorgungssicherheit. Die Basis dafür sind der größte, flexible Kraftwerkspark in Deutschland sowie hoch-effiziente Kraftwerke in Großbritannien und den Niederlanden. Damit sind wir der Partner für die Energiewende in Europa.

ALS ZUVERLÄSSIGER UND FLEXIBLER LIEFERANT FÜR EINE BEZAHLBARE UND SICHERE ENERGIEVERSORGUNG

Wir verfügen über ein breit gefächertes Kraftwerkportfolio aus Gas, Steinkohle, Braunkohle, Kernenergie, Wasser und Biomasse, das uns robust gegenüber Marktrisiken einzelner Energieträger macht.

ALS FÜHRENDER ENERGIEHÄNDLER IN DEN WICHTIGEN EUROPÄISCHEN UND AUSSEREUROPÄISCHEN MÄRKTEN

Wir agieren auf den globalen Handelsmärkten für Energie und energienahe Rohstoffe wie zum Beispiel Strom, Gas, Kohle und Öl. Liquide Märkte sind dabei Garant für eine effiziente Versorgungssicherheit unserer europäischen Volkswirtschaft.

ALS PARTNER UNSERER KUNDEN FÜR MASSGESCHNEIDERTE LÖSUNGEN RUND UM DEREN ENERGIEVERSORGUNG

Wir bieten unseren Industriekunden wie unseren Handelspartnern und Stadtwerken Sicherheit und innovative, maßgeschneiderte Lösungen für ihre Energieversorgung.

INHALT

An unsere Investoren

Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	3
Der Vorstand der RWE AG	6
Bericht des Aufsichtsrats	8
RWE am Kapitalmarkt	13

1	Zusammengefasster Lagebericht	17
1.1	Geschäftsmodell und Strategie	18
1.2	Innovation	23
1.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	26
1.4	Politische Rahmenbedingungen	32
1.5	Wesentliche Ereignisse	37
1.6	Anmerkungen zur Berichtsweise	41
1.7	Geschäftsentwicklung	42
1.8	Finanz- und Vermögenslage	52
1.9	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	58
1.10	Übernahmerechtliche Angaben	60
1.11	Vergütungsbericht	62
1.12	Entwicklung der Risiken und Chancen	77
1.13	Prognosebericht	87
2	Versicherung der gesetzlichen Vertreter	90

3	Konzernabschluss	91
3.1	Gewinn- und Verlustrechnung	92
3.2	Gesamtergebnisrechnung	93
3.3	Bilanz	94
3.4	Kapitalflussrechnung	95
3.5	Veränderung des Eigenkapitals	96
3.6	Anhang	97
3.7	Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	155
3.8	Organe (Teil des Anhangs)	182
3.9	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	187
3.10	Informationen zum Abschlussprüfer	193
	Weitere Informationen	
	Fünfjahresübersicht	194
	Impressum	195
	Finanzkalender	197

ECKDATEN 2016 AUF EINEN BLICK

RWE-Konzern		2016	2015	+/- in %
Stromerzeugung	Mrd. kWh	216,1	213,0	1,5
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	264,6	261,5	1,2
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	265,1	273,0	-2,9
Außenumsatz	Mio. €	45.833	48.090	-4,7
Bereinigtes EBITDA ¹	Mio. €	5.403	7.017	-23,0
Bereinigtes EBIT ²	Mio. €	3.082	3.837	-19,7
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	-5.807	-637	-811,6
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-5.710	-170	-
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	777	1.125	-30,9
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	2.352	3.339	-29,6
Investitionen	Mio. €	2.382	3.303	-27,9
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.027	2.898	-30,1
in Finanzanlagen	Mio. €	355	405	-12,3
Free Cash Flow	Mio. €	325	441	-26,3
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	-
Ergebnis je Aktie	€	-9,29	-0,28	-
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	1,26	1,83	-
Dividende je Stammaktie	€	-	-	-
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,13 ³	0,13	-
		31.12.2016	31.12.2015	
Nettoschulden	Mio. €	22.709	25.463	-10,8
Mitarbeiter ⁴		58.652	59.762	-1,9

1 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf Seite 41

2 Geänderte Bezeichnung; vormals „betriebliches Ergebnis“; siehe Erläuterung auf Seite 41

3 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2016 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 27. April 2017

4 Umgerechnet in Vollzeitstellen

„WIR MÜSSEN DIE HOHE MOTIVATION AUFRECHTERHALTEN.“



Dr. Rolf Martin Schmitz über das Geschäftsjahr 2016, die kommenden Herausforderungen für RWE und seine neue Rolle als Vorstandsvorsitzender

Herr Schmitz, seit dem Börsengang von innogy im Oktober gibt es unter dem RWE-Dach zwei Welten: die grüne innogy mit den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb auf der einen Seite und die RWE AG mit den Kraftwerken und dem Energiehandel auf der anderen. Sie sitzen – ebenfalls seit Oktober – im Chefessel der RWE AG. Sind Sie in der richtigen Welt gelandet?

Da gibt es für mich kein Richtig oder Falsch. Beide Welten gehören zu einer erfolgreichen Energiewende. Aber wenn Sie mich fragen, ob ich mich in meiner neuen Rolle wohlfühle, dann ist die Antwort „ja“ – sogar pudelwohl. Natürlich sind die Herausforderungen groß, aber es macht mir Freude, in der „neuen“ RWE zu arbeiten. Wir haben eine hochmotivierte Mannschaft, sind schnell und flexibel. Bei uns herrscht wieder richtige Aufbruchstimmung.

Stört es Sie nicht, dass Sie gleich im ersten Jahresabschluss unter Ihrer Regie einen Nettoverlust von 5,7 Mrd. € ausweisen müssen?

In diesem Punkt hätte ich mir einen anderen Start gewünscht. Allerdings ist der Verlust auch eine Art „Bereinigung“ für die Zukunft. Die Ursachen liegen zudem außerhalb unseres Einflussbereichs. Nehmen Sie die hohen Wertberichtigungen auf unsere deutschen Kraftwerke: Solche Wertkorrekturen macht man, damit die Buchwerte der Anlagen ihre zukünftige Ertragskraft widerspiegeln. Diese wiederum hängt von den Stromgroßhandelspreisen ab, und hier haben wir unsere Erwartungen heruntergeschraubt. Nun hoffe ich, dass wir keine weiteren bösen Überraschungen erleben wie Anfang 2016 ...

... als für die Megawattstunde am deutschen Terminmarkt nur noch knapp über 20 € bezahlt wurde ...

... und damit viel zu wenig, um die Kosten unserer Kraftwerke zu decken. Wäre es bei dem Preisniveau geblieben, hätte in Deutschland niemand mehr konventionell Strom erzeugen können. Mir ist das auf den Magen geschlagen. Das war keine leichte Zeit.

Seither hat sich der Großhandelsstrompreis aber wieder etwas erholt. Das Terminprodukt für 2018 notiert aktuell nahe der 30-Euro-Marke. Vor diesem Hintergrund muten die Wertberichtigungen überraschend an.

Die heutigen Strompreise sind eine Momentaufnahme – mit begrenztem Aussagewert. Die Erholung, die wir seit Februar 2016 gesehen haben, beruht hauptsächlich darauf, dass sich Steinkohle verteuert hat – und damit ihr Einsatz in der Stromerzeugung. Die Kohlepreise wiederum sind durch staatlich verordnete Produktionskürzungen in China nach oben getrieben worden. Inzwischen hat Peking die Beschränkungen wieder ein wenig gelockert. Daran sieht man, wie fragil das Ganze ist. Und es gibt ja noch eine Reihe weiterer Faktoren, die den Strompreis beeinflussen und nur schwer voraussehbar sind. Wir haben jetzt eine konservativere Sicht auf die Zukunft.

Im Nettoergebnis stecken auch Belastungen aus der neuen Aufgabenverteilung bei der kerntechnischen Entsorgung: Der Bund übernimmt die Zwischen- und Endlagerung, und die Versorger überweisen die entsprechenden Rückstellungsbeträge in einen staatlichen Fonds – zuzüglich eines Aufschlags von 35%, der sie von Kostenrisiken befreit. Eine akzeptable Lösung?

Die neue Aufteilung der Verantwortung ist sachgerecht. Bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle lag die operative Zuständigkeit von jeher beim Bund. Dementsprechend sind die Kosten dafür in hohem Maße politisch bestimmt. Dass wir die Mittel für die Zwischen- und Endlagerung sofort an den Staat abführen müssen, ist zu verschmerzen. Kritisch sehen wir den Risikoaufschlag, der uns massiv belastet. Im Ergebnis müssen wir dadurch nicht „nur“ 5 Mrd. €, sondern 6,8 Mrd. € in den neuen Kernenergiefonds einzahlen. Das ist ein gewaltiger finanzieller Kraftakt für uns.

Sie werden die 6,8 Mrd. € am 1. Juli 2017 auf einen Schlag bezahlen. Warum haben Sie sich gegen eine Ratenzahlung entschieden?

Weil dann 4,6% Zinsen fällig geworden wären und wir es uns nach dem erfolgreichen Börsengang von innogy auch leisten können. Uns stehen ja jetzt die Mittel aus dem Verkauf von innogy-Aktien zur Verfügung und außerdem ein Großteil der Erlöse, die wir Anfang 2015 bei der Veräußerung unserer Upstream-Tochter DEA erzielt haben. All das hilft uns, den Betrag aufzubringen.

Für eine Dividende reicht das Geld dann aber nicht mehr, zumindest nicht bei Stammaktionären. Vorzugsaktionäre sollen 13 Cent erhalten. Glauben Sie, dass Sie damit bei den Anteilseignern auf Verständnis stoßen?

Die meisten Aktionäre haben Verständnis dafür, dass wir nicht unabhängig von unserer Finanzlage ausschütten können. Diese Beobachtung mache ich übrigens auch bei unseren kommunalen Aktionären. Was wir in der Vergangenheit öfter gehört haben, war der Wunsch nach mehr Planbarkeit bei den Ausschüttungen. Mit unserem Dividendenausblick für 2017 und die Folgejahre sind wir diesem Wunsch nachgekommen.

Sie haben angekündigt, für das Geschäftsjahr 2017 eine Dividende von 50 Cent zahlen zu wollen. Das soll zugleich das Mindestniveau in den folgenden Jahren sein. Woher nehmen Sie den Optimismus, dass Sie dieses Versprechen einlösen können?

Es ist eine Ankündigung dessen, was wir für realistisch halten. Dabei schauen wir in erster Linie auf das, was wir in der konventionellen Stromerzeugung und im Handelsgeschäft verdienen – zuzüglich der Dividende, die uns innogy überweist. Allerdings werden wir auf Nachhaltigkeit achten. Ausschüttungen aus der Substanz, die wir durch Schuldenmachen oder den Verkauf von innogy-Aktien finanzieren, halten wir für falsch.

Aber der Margenverfall in der konventionellen Stromerzeugung geht ja wegen der bereits getätigten Terminverkäufe noch mindestens bis 2018 weiter. Und die Erträge im Handelsgeschäft können stark schwanken.

Trotzdem bin ich zuversichtlich, was die Ergebnisentwicklung anbetrifft. Nehmen Sie nur das vergangene Geschäftsjahr: Obwohl wir im Energiehandel Verluste gemacht haben, lag unser bereinigtes EBITDA mit 5,4 Mrd. € im oberen Bereich dessen, was wir erwartet hatten. Ausschlaggebend dafür waren Effizienzmaßnahmen in der konventionellen Stromerzeugung, mit denen wir viel schneller als geplant vorangekommen sind. Das Tolle an solchen Maßnahmen ist, dass wir dauerhaft davon profitieren. Seit 2012 haben wir in der konventionellen Stromerzeugung bereits 1,3 Mrd. € zusätzliches Ergebnispotenzial gehoben. Um diesen Betrag wäre unser EBITDA heute schlechter, wenn wir das nicht gemacht hätten. Wie wir dann dastünden, brauche ich nicht auszuführen.

Für 2017 erwarten sie ein bereinigtes EBITDA zwischen 5,4 und 5,7 Mrd. €. Damit könnte RWE zum ersten Mal seit 2012 wieder operativ gegenüber dem Vorjahr zulegen. Ist das die Wende zum Besseren?

Vorsicht, das Umfeld bleibt schwierig. Umso wichtiger ist, dass wir unsere Hausaufgaben machen. In erster Linie heißt das: Wir müssen noch effizienter werden, nicht nur in der konventionellen Stromerzeugung. Für 2017 hoffe ich, dass die Performance im Handelsgeschäft wieder Normalniveau erreicht. Dann wären wir allein hier schon um über 300 Mio. € besser als 2016. Außerdem wird unsere Finanzbeteiligung innogy, die im Konzern-EBITDA ja voll enthalten ist, voraussichtlich etwas zulegen. Diese und weitere Faktoren sollten den Rückgang der Kraftwerksmargen überkompensieren.



Wenn Sie den Blick weiter nach vorn richten: Wo sehen Sie die größten Herausforderungen für RWE?

Es gibt interne und externe Herausforderungen. Innerhalb des Unternehmens geht es darum, die hohe Motivation, die ich jeden Tag sehen kann, aufrechtzuhalten. Der Börsengang von innogy hat uns finanzielle Bewegungsfreiheit gegeben, mit der wir sinnvoll umgehen müssen. Das darf uns keinesfalls dazu verleiten, die Zügel zu lockern und uns nicht mehr mit dem gleichen Elan für eine leistungsstärkere, effizientere RWE einzusetzen.

Und außerhalb des Konzerns?

Da liegen die großen Herausforderungen in der Politik. Die Debatten um die „richtigen“ Rahmenbedingungen für die Energiebranche gehen weiter. Auf europäischer Ebene steht die Reform des Emissionshandelssystems an. Auch das Winterpaket der EU-Kommission zur Weiterentwicklung des Strommarktes und zur Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten wird uns beschäftigen. In der Bundespolitik wird es darum gehen, ob und in welchem Maße der Verkehr und die Wärmeversorgung auf Ökostrom umgestellt werden. Es gibt einen zunehmenden Konsens darüber, dass die Sektoren Elektrizität, Wärmeversorgung und Verkehr miteinander verzahnt werden müssen, wenn die Ziele der Energiewende erreicht werden sollen. Zudem bleibt der Klimaschutz eines der beherrschenden Themen, gerade im Wahljahr 2017. Stichwort „Klimaschutzplan 2050“. Bei all diesen Themen werden wir uns in den politischen Dialog einbringen und unsere Standpunkte deutlich machen.

Sie haben den Klimaschutzplan 2050 genannt. Die Bundesregierung formuliert darin das Ziel, die Treibhausgasemissionen im Energiesektor bis 2030 um mehr als 60% gegenüber 1990 zu senken. Halten Sie das für machbar?

Wenn man will, kann man regulatorisch fast alles erreichen. Ob das volkswirtschaftlich sinnvoll ist und gesund für unseren Industriestandort, steht auf einem anderen Blatt. Deshalb hat die Bundesregierung ihre Emissionsminderungsziele für die einzelnen Sektoren ja auch unter Prüfvorbehalt gestellt. Das heißt, man will sich ihre Auswirkungen nochmal sehr genau anschauen. Das ist vernünftig – gerade wenn man Strukturbrüche und soziale Verwerfungen vermeiden will, etwa in den Braunkohleregionen. Außerdem sollten Klimaschutzmaßnahmen nicht auf Kosten der Versorgungssicherheit gehen.

Haben Sie den Eindruck, dass dieser Aspekt – Versorgungssicherheit – in der energiepolitischen Diskussion genug beachtet wird?

Meine Wahrnehmung ist, dass dem Thema in der Öffentlichkeit und in der Politik immer mehr Bedeutung beigemessen wird. Dazu tragen natürlich auch Knappheitsphasen bei, wie wir sie während der Dunkelflaute im Januar erlebt haben. Da gab es Tage, an denen Wind und Sonne weniger als 5% zur Stromversorgung beigetragen haben – obwohl schon heute genügend Windkraft- und Solaranlagen vorhanden sind, um theoretisch den gesamten deutschen Strombedarf zu decken. In den kritischen Phasen kamen über 90% des Stroms aus Gas-, Kohle- und Kernkraftwerken. Dass die regenerativen Energien ausgebaut werden, ist wichtig und richtig. Allerdings steigen damit auch die Schwankungspotenziale bei den Ökostromeinspeisungen. Diese Schwankungen gilt es zu beherrschen.

Sehen Sie darin das zukünftige Geschäftsmodell von RWE?

Für die Zuverlässigkeit des Stromangebots sorgen wir schon heute. Allerdings wird diese Funktion immer stärker in den Vordergrund treten. Das heißt, unser Beitrag für die Energieversorgung wird nicht mehr so sehr darin bestehen, dass wir Kilowattstunden produzieren, sondern zunehmend darin, dass wir Erzeugungsleistung bereitstellen, wenn sie gebraucht wird. Unser neuer Claim lautet „Zukunft. Sicher. Machen“. Ich bin optimistisch, dass wir für die Sicherheit, die wir bieten, über kurz oder lang auch eine angemessene Vergütung erhalten werden. Eine Reihe von Studien hält Back-up-Kapazitäten von 60 Gigawatt und mehr für nötig – auch noch im Jahr 2050. Davon wollen wir einen Teil abdecken, zunächst vor allem mit unseren flexiblen Kraftwerken, dann vielleicht auch verstärkt mit Speichertechnologien, z. B. Großbatterien. Da sind wir offen für Neues. Der Grundsatz der Kontinuität bezieht sich bei uns auf die Aufgabe, die wir erfüllen wollen, und weniger auf die Mittel, die wir dabei einsetzen.

Steht die neue RWE mit dem neuen Claim auch für neue Werte? Wie heben Sie sich von innogy ab?

Wir haben bereits vor der Reorganisation festgelegt, für welche Werte wir stehen wollen: Vertrauen, Leidenschaft und Leistung. Es gibt keinen Grund, daran zu rütteln. Im Übrigen halte ich viele Werte für zeitlos und universell. Solche Grundwerte habe ich von meinen Eltern gelernt, und ich tue mein Bestes, sie auch selbst zu leben. Wichtig ist mir vor allem, dem Gegenüber mit Respekt zu begegnen, egal in welcher Situation. Mit dieser Herangehensweise habe ich sehr positive Erfahrungen gemacht. In einer Atmosphäre, die von Respekt geprägt ist, fühlen sich Menschen wohl – ob in der Firma oder zuhause.

Mal in die Zukunft geschaut: Wenn nach Ablauf Ihrer Amtszeit Bilanz gezogen wird – welchen Satz möchten Sie dann gerne über sich lesen?

Hoffentlich ist das noch lange nicht der Fall. Mein Vertrag läuft ja bis 2021. Und wie gesagt, ich fühle mich pudelwohl in meiner neuen Rolle. Aber wenn es dann so weit ist, würde ich gerne einfach nur lesen: „Der hat's gut gemacht.“

DER VORSTAND DER RWE AG



Uwe Tigges

Dr. Rolf Martin Schmitz

Dr. Markus Krebber

Dr. Rolf Martin Schmitz

Vorstandsvorsitzender

Geboren 1957 in Mönchengladbach, promovierter Maschinenbauingenieur, von 1986 bis 1988 Planungsingenieur bei der STEAG AG, von 1988 bis 1998 bei der VEBA AG u. a. zuständig für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik, von 1998 bis 2001 Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG, von 2001 bis 2004 Vorstand der Thüga AG, von 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, von 2006 bis 2009 Vorsitzender des Vorstands der RheinEnergie AG und Geschäftsführer der Stadtwerke Köln, von 2009 bis 2010 Vorstand Operative Steuerung National der RWE AG, von Oktober 2010 bis Oktober 2016 Vorstand Operative Steuerung und gleichzeitig von Juli 2012 bis Oktober 2016 stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG, seit Oktober 2016 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG.

Konzernressorts

- Interne Revision & Compliance
- Konzernentwicklung & Vorstandsbelange
- Konzernkommunikation & Energiepolitik
- Recht

Uwe Tigges

Personalvorstand und Arbeitsdirektor

Geboren 1960 in Bochum, Ausbildung zum Fernmeldemonteur und Meister Elektrotechnik, Studium der technischen Betriebswirtschaftslehre, von 1984 bis 1994 diverse Tätigkeiten in der Informationstechnik bei der VEW AG und VEW Energie AG, von 1994 bis 2012 freigestellter Betriebsrat (zuletzt der RWE Vertrieb AG) und Vorsitzender des Europäischen Betriebsrats der RWE AG, von 2010 bis 2012 Vorsitzender des Konzernbetriebsrats von RWE, von 2013 bis Ende April 2017 Personalvorstand und Arbeitsdirektor der RWE AG und in Personalunion seit April 2016 Personalvorstand und Arbeitsdirektor bei innogy SE.

Konzernressort

- Personal

Dr. Markus Krebber

Finanzvorstand

Geboren 1973 in Kleve, Ausbildung zum Bankkaufmann und promovierter Wirtschaftswissenschaftler, von 2000 bis 2005 bei McKinsey & Company, von 2005 bis 2012 verschiedene leitende Positionen bei der Commerzbank AG, von 2012 bis 2015 Geschäftsführer und Chief Financial Officer der RWE Supply & Trading GmbH, seit März 2015 Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH sowie seit Oktober 2016 in Personalunion Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

- Business Services
- Controlling & Risikomanagement
- Finanzen & Kreditrisiko
- Investor Relations
- Portfolio Management/Mergers & Acquisitions
- Rechnungswesen
- Steuern

BERICHT DES AUFSICHTSRATS



„Durch die Reorganisation hat RWE die Chance bekommen, strategische Weichen neu zu stellen. Das ist eine große Herausforderung – auch für den Aufsichtsrat.“

*Sehr geehrte Aktionärinnen und Aktionäre,
sehr geehrte Damen und Herren,*

das Jahr 2016 war zweifellos eines der bedeutendsten in der fast 120-jährigen Geschichte von RWE. Im Herbst haben wir unsere neue Tochtergesellschaft innogy SE mit großem Erfolg an die Börse gebracht. Zuvor waren die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb unter dem Dach der innogy zusammengeführt worden, während die Konventionelle Stromerzeugung und das Handelsgeschäft weiter direkt bei der RWE AG angesiedelt sind. Über die Beweggründe für die Reorganisation hatten wir Sie bereits im Geschäftsbericht 2015 informiert. Der Aufsichtsrat hat die Gründung der neuen Gesellschaft und den Börsengang intensiv begleitet. RWE ist nun mit zwei starken Unternehmensgruppen im Energiemarkt vertreten. Mit ihrem Mix aus regenerativer Stromerzeugung, intelligenten Netzen und innovativen Vertriebsangeboten hat innogy nicht nur hervorragende unternehmerische Perspektiven, sondern auch das Rüstzeug dazu, treibende Kraft für das Gelingen der Energiewende zu sein. Als börsennotierte Gesellschaft hat sie zudem direkten Zugang zum Kapitalmarkt – und damit alle Optionen der externen Finanzierung von Wachstumsvorhaben. Aber auch die RWE AG profitiert von der neuen Konzernstruktur: Als Mehrheitsaktionärin von innogy kommen ihr Wertsteigerungen des Unternehmens unmittelbar zugute. Durch den Verkauf eigener innogy-Aktien im Zuge des Börsengangs hat sie außerdem zusätzliche finanzielle Flexibilität gewonnen. Diesen Spielraum kann sie dazu nutzen, ihre Verpflichtungen zu erfüllen, die sich aus dem neuen gesetzlichen Rahmen zur kerntechnischen Entsorgung ergeben. Durch die Reorganisation hat RWE die Chance bekommen, strategische Weichen neu zu stellen. Das ist eine große Herausforderung – auch für den Aufsichtsrat. Vor diesem Hintergrund haben wir im vergangenen Jahr einen neuen Aufsichtsratsausschuss gebildet, der sich schwerpunktmäßig mit der künftigen Strategie des Unternehmens befasst.

Und nun einige allgemeine Ausführungen zur Arbeit des Aufsichtsrats im vergangenen Jahr. Auch 2016 haben wir sämtliche Aufgaben wahrgenommen, die uns nach Gesetz oder Satzung obliegen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens beraten und seine Maßnahmen überwacht; zugleich waren wir in alle grundlegenden Entscheidungen eingebunden. Der Vorstand hat uns schriftlich und mündlich über alle wesentlichen Aspekte der Geschäftsentwicklung berichtet – regelmäßig, umfassend und zeitnah. Ebenso gründlich wurden wir über die aktuelle Ertragssituation, über die Risiken und über deren Management informiert. Im vergangenen Jahr kam der Aufsichtsrat der RWE AG zu insgesamt sechs Sitzungen zusammen: vier ordentlichen, einer außerordentlichen und einer konstituierenden. Eine individualisierte Übersicht über die Sitzungspräsenz finden Sie in der nachfolgenden Tabelle.

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2016¹	Aufsichtsrat	Präsidium	Prüfungsausschuss	Personalausschuss	Nominierungsausschuss	Strategieausschuss	Ausschuss „Börsengang Neugesellschaft“
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	6/6	1/1	1/1	3/3	4/4	1/1	2/2
Dr. Manfred Schneider, ehem. Vors. (bis 20. April)	2/2	1/1		1/1			
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	5/6	2/2		3/4		1/1	2/2
Reiner Böhle	6/6	1/1		4/4			
Sandra Bossemeyer (seit 20. April)	4/4	1/1					2/2
Dieter Faust (bis 20. April)	2/2		1/1	1/1			
Roger Graef (bis 20. April)	2/2						
Arno Hahn	6/6		5/5			1/1	
Andreas Henrich (seit 20. April)	4/4						
Maria van der Hoeven (20. April bis 14. Oktober)	3/3						
Manfred Holz (bis 20. April)	2/2	1/1					
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	5/6	0/1		1/1	4/4	1/1	2/2
Dr. h. c. Monika Kircher (seit 15. Oktober)	1/1						
Martina Koederitz (seit 20. April)	3/4						
Monika Krebber (seit 20. April)	4/4	1/1					2/2
Frithjof Kühn (bis 20. April)	2/2			1/1			
Hans Peter Lafos (bis 20. April)	2/2						
Harald Louis (seit 20. April)	4/4			3/3			
Christine Merkamp (bis 20. April)	2/2						
Dagmar Mühlenfeld	6/6	2/2					1/2
Peter Ottmann (seit 20. April)	4/4			3/3	4/4		
Günther Schartz (seit 20. April)	4/4					1/1	
Dr. Erhard Schipporeit (seit 20. April)	4/4		4/4				2/2
Dagmar Schmeer (bis 20. April)	1/2						
Prof. Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz (bis 20. April)	1/2	0/1	0/1				
Dr. Wolfgang Schüssel	6/6	2/2	4/4	3/3			2/2
Ullrich Sierau	6/6		4/5				
Ralf Sikorski	6/6		4/5			1/1	
Marion Weckes (seit 20. April)	4/4		4/4				
Dr. Dieter Zetsche (bis 20. April)	2/2						
Leonhard Zubrowski	6/6	2/2					2/2

¹ Die Präsenz wird angegeben als Verhältnis der Anzahl der Sitzungen, an denen das Aufsichtsratsmitglied teilgenommen hat, zur Gesamtzahl der Sitzungen während der Mitgliedschaft im jeweiligen Gremium.

Unsere Entscheidungen haben wir auf Grundlage umfassender Berichte und Beschlussvorschläge des Vorstands getroffen. Der Aufsichtsrat hatte ausreichend Gelegenheit, sich im Plenum und in den Ausschüssen des Aufsichtsrats mit den Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Der Vorstand hat uns über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit auch außerhalb der Sitzungen umfassend informiert. Wir haben alle nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst – sofern erforderlich, im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich – ebenso wie mein Vorgänger in diesem Amt – in ständigem Kontakt mit dem Vorstandsvorsitzenden. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des Konzerns konnten wir somit ohne Zeitverzug erörtern.

Beratungsschwerpunkte. Im abgelaufenen Geschäftsjahr waren die Reorganisation des RWE-Konzerns, der Börsengang der innogy SE, die Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses der RWE AG zu ihrer neuen Tochter und die künftige strategische Ausrichtung der RWE AG nach dem Börsengang von innogy zentrale Themen unserer Beratungen. Wir sind in jeder Aufsichtsratsitzung hierüber informiert worden und haben die notwendigen Beschlüsse gefasst. Kurzfristig zu treffende Entscheidungen wurden dabei teilweise dem Ausschuss „Börsengang Neugesellschaft“ übertragen, den wir 2015 eigens dafür gebildet haben. Breiten Raum nahm bei unseren Sitzungen auch die Krise der konventionellen Stromerzeugung ein. Energiepolitische Entwicklungen standen ebenfalls auf der Tagesordnung, allen voran die Weichenstellungen bei der Entsorgung im Kernenergiebereich. Wir haben die Arbeit der Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs (KFK) und die Umsetzung ihrer Empfehlungen im Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung aufmerksam verfolgt und standen dem Vorstand beratend zur Seite.

Intensiv befassten wir uns auch mit Maßnahmen zur Stärkung der Ertrags- und Finanzkraft von RWE. Dabei ging es u. a. um die Frage, wie die Wettbewerbsfähigkeit weiter verbessert werden kann. Immer wieder tauschten wir uns mit dem Vorstand über die künftige strategische Ausrichtung des Unternehmens aus, insbesondere in der Strategiesitzung des Aufsichtsrats vom 14. Dezember 2016. Weitere Beratungsgegenstände im Berichtsjahr waren die schwierige Lage im britischen Vertriebsgeschäft, Innovationsvorhaben sowie personelle und soziale Fragen. Der Vorstand berichtete uns regelmäßig über die finanzielle Lage des Konzerns und über laufende juristische Verfahren. Darüber hinaus informierte er uns über die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen an den Energiemärkten, allen voran die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise und Erzeugungsmargen. In der Sitzung vom 15. Dezember 2016 haben wir uns intensiv mit der Planung des Vorstands für das Geschäftsjahr 2017 und der Vorschau auf die beiden Folgejahre befasst und diese verabschiedet. Ebenfalls auf der Agenda dieser Sitzung stand der Beschluss über Anpassungen des Systems der Vorstandsvergütung, insbesondere der langfristigen Vergütungskomponenten.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind gehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im Berichtsjahr 2016 lagen keine solchen Mitteilungen vor.

Corporate Governance. Auch im zurückliegenden Geschäftsjahr befasste sich der Aufsichtsrat mit der Umsetzung der Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Diese blieben 2016 unverändert. Vorstand und Aufsichtsrat haben einen Corporate-Governance-Bericht erstellt, der auf der Internetseite www.rwe.com/corporate-governance veröffentlicht wurde. Die Entsprechenserklärung vom 15. Dezember 2016 kann an gleicher Stelle abgerufen werden. RWE erfüllt alle Empfehlungen des Kodex in der Fassung vom 5. Mai 2015.

Ausschüsse. Der Aufsichtsrat hatte 2016 sechs ständige Ausschüsse und den projektbezogenen Ausschuss „Börsengang Neugesellschaft“, der Ende 2015 gegründet wurde und den Börsengang der innogy SE begleitet hat. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Aufsichtsratssitzungen anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. Mitunter nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, die ihnen der Aufsichtsrat übertragen hat. Über die Arbeit der Ausschüsse haben deren Vorsitzende den Aufsichtsrat regelmäßig informiert. Die individuelle Sitzungspräsenz in den Ausschüssen kann der Tabelle auf Seite 9 entnommen werden.

Das **Präsidium** kam im vergangenen Jahr zu zwei Sitzungen zusammen. Es hat u. a. Vorarbeiten zu den Beratungen des Aufsichtsrats über die Planung für die Geschäftsjahre 2016 und 2017 sowie die Vorschau bis 2019 geleistet.

Der **Prüfungsausschuss** tagte fünfmal. Er überwachte die Qualität der Abschlussprüfung. In diesem Zusammenhang beschäftigte er sich intensiv mit den Zwischen- und Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie dem zusammengefassten Lagebericht. Die Abschlüsse hat er vor ihrer Veröffentlichung mit dem Vorstand beraten. Der Abschlussprüfer nahm an den Beratungen in allen Sitzungen dieses Ausschusses teil und berichtete über die Ergebnisse seiner Prüfung bzw. prüferischen Durchsicht. Der Prüfungsausschuss gab dem Aufsichtsrat eine Empfehlung für den Vorschlag des Aufsichtsrats an die Hauptversammlung zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2016 und bereitete außerdem die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer einschließlich der Honorarvereinbarung vor. Dabei legte er auch die Prüfungs-

schwerpunkte fest. Sein besonderes Augenmerk richtete der Ausschuss auf das Risikomanagementsystem des Konzerns und das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsystem sowie das neue interne Kontrollsystem im Vertriebsgeschäft. Darüber hinaus befasste er sich mit Compliance-Fragen sowie mit der Planung und den Ergebnissen der internen Revision. Im Berichtsjahr standen zahlreiche weitere Themen auf der Agenda des Ausschusses, etwa die Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), das neue Abschlussprüferreformgesetz und die sich daraus ergebenden Anforderungen, die Weiterentwicklung des internen Kontrollsystems der RWE Supply & Trading, der Datenschutz, die Cyber-Security, die Finanzlage des RWE Pensionsfonds sowie steuerliche und rechtliche Fragen. Einzelne Themen wurden im Beisein der zuständigen Führungskräfte erörtert.

Der **Personalausschuss** trat viermal zusammen. Er bereitete die Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vor. Ein Schwerpunkt seiner Arbeit war 2016 die Anpassung und Vereinfachung des Systems der Vorstandsvergütung. Unterstützt wurde er dabei von einem neutralen Vergütungsexperten.

Der **Nominierungsausschuss** tagte ebenfalls viermal. Dabei standen Neubesetzungen im Aufsichtsrat auf der Agenda.

Der **Vermittlungsausschuss** nach § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste im Berichtsjahr nicht einberufen werden.

Der **Strategieausschuss** wurde im April 2016 neu eingesetzt. Er soll sich mit Angelegenheiten befassen, die für RWE von strategischer Bedeutung sind. Im Vordergrund steht dabei die langfristige Perspektive, Ausrichtung und Weiterentwicklung des Unternehmens. Der Ausschuss tagte 2016 einmal. Dabei widmete er sich u. a. dem laufenden Prozess zur Überarbeitung der Strategie der RWE AG und bereitete die Strategiesitzung des Aufsichtsrats im Dezember 2016 vor.

Der **Ausschuss „Börsengang Neugesellschaft“** tagte zweimal. Er befasste sich mit den Einzelheiten des Börsengangs der innogy SE und traf die ihm obliegenden Entscheidungen. Diese bezogen sich u. a. auf die Anzahl, die Zuteilung und den Platzierungspreis der ausgegebenen Aktien.

Jahresabschluss 2016. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (vormals PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft) hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2016 der RWE AG, den gemäß § 315a HGB nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellten Konzernabschluss sowie den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. PricewaterhouseCoopers hat zudem festgestellt, dass der Vorstand ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung am 20. April 2016 zum Abschlussprüfer gewählt und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses beauftragt worden.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats haben die Jahresabschlussunterlagen, den Geschäftsbericht und die Prüfungsberichte rechtzeitig erhalten. In der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats vom 8. März 2017 hat der Vorstand die Unterlagen erläutert. Die Abschlussprüfer berichteten in dieser Sitzung über die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung und standen für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Prüfungsausschuss hatte sich bereits in seiner Sitzung am 7. März 2017 in Gegenwart der Abschlussprüfer eingehend mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie den Prüfungsberichten befasst; er hat dem Aufsichtsrat empfohlen, die Abschlüsse zu billigen und dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zuzustimmen.

In der Sitzung vom 8. März 2017 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns geprüft und keine Einwendungen erhoben. Wie vom Prüfungsausschuss empfohlen, stimmte er dem Ergebnis der Prüfung des Jahresabschlusses der RWE AG und des Konzernabschlusses zu und billigte beide Abschlüsse. Der Jahresabschluss 2016 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der eine Dividende von 0,13 € je dividendenberechtigter Vorzugsaktie vorsieht. Für Stammaktien wird keine Dividende ausgeschüttet.

Personelle Veränderungen in Aufsichtsrat und Vorstand. Mit Ablauf der Hauptversammlung am 20. April 2016 endete die Amtszeit der Mitglieder des Aufsichtsrats. Als Aktionärsvertreter erneut in das Gremium gewählt wurden Dr. Werner Brandt, Prof. Dr. Hans-Peter Keitel, Dagmar Mühlenfeld, Dr. Wolfgang Schüssel und Ullrich Sierau. Ausgeschieden sind Roger Graef, Frithjof Kühn, Dr. Manfred Schneider, Prof. Dr. Ekkehard Schulz und Dr. Dieter Zetsche. Zu ihren Nachfolgern gewählt wurden Maria van der Hoeven, Martina Koederitz, Peter Ottmann, Günther Scharz und Dr. Erhard Schipporeit. Allerdings legte Frau van der Hoeven mit Ablauf des 14. Oktober 2016 ihr Amt vorzeitig nieder, nachdem sie ein Amt im Aufsichtsrat von innogy übernommen hatte. An ihrer Stelle berief das Amtsgericht Essen Frau Mag. Dr. h.c. Monika Kircher in den Aufsichtsrat. Aus dem gleichen Grund wird Frau Koederitz spätestens bis zur kommenden Hauptversammlung ihr Amt niederlegen und damit vorzeitig aus dem Gremium ausscheiden. Aufseiten der Arbeitnehmervertreter wurden Reiner Böhle, Frank Bsirske, Arno Hahn, Ralf Sikorski und Leonhard Zubrowski wiedergewählt. Ausgeschieden sind Dieter Faust, Manfred Holz, Hans Peter Lafos, Christine Merkamp und Dagmar Schmeer. Für sie rückten Sandra Bossemeyer, Andreas Henrich, Monika Krebber, Harald Louis und Marion Weckes in das Gremium nach. In seiner konstituierenden Sitzung am 20. April 2016 hat mich der Aufsichtsrat zu seinem Vorsitzenden und Frank Bsirske zum stellvertretenden Vorsitzenden gewählt. Darüber hinaus sind die Ausschüsse neu besetzt worden. Dr. Erhard Schipporeit wurde gemäß Aktiengesetz als unabhängiger Finanzexperte des Aufsichtsrats und des Prüfungsausschusses benannt.

Im Namen des Aufsichtsrats bedanke ich mich bei den ausgeschiedenen Mitgliedern für ihr engagiertes Wirken zum Wohl des Unternehmens.

In seiner Sitzung vom 3. März 2016 hat der Aufsichtsrat eine wichtige Personalentscheidung im Hinblick auf die künftige Leitung der RWE AG getroffen, indem er Dr. Rolf Martin Schmitz bis Ende Juni 2021 erneut zum Mitglied des Vorstands berief. Peter Terium und Dr. Bernhard Günther – zum damaligen Zeitpunkt noch Vorstandsvorsitzender bzw. Finanzvorstand des Unternehmens – schieden kurz nach dem Börsengang von innogy aus dem Vorstand der RWE AG aus. Sie verließen das Gremium mit Ablauf des 14. Oktober 2016, um sich ganz auf ihre Aufgaben bei innogy zu konzentrieren. Uwe Tigges, zurzeit noch Personalvorstand, wird voraussichtlich bis zum 30. April 2017 bei der RWE AG verbleiben und danach ebenfalls ausschließlich für innogy tätig sein. In der Sitzung vom 16. September 2016 bestellte der Aufsichtsrat Dr. Markus Krebber mit Wirkung ab 1. Oktober 2016 zum Mitglied des Vorstands der RWE AG. Zum 15. Oktober 2016 übernahm Rolf Martin Schmitz den Vorstandsvorsitz bei der RWE AG und Markus Krebber die Position des Finanzvorstands.

Dank an die Mitarbeiter. 2016 war ein Schlüsseljahr für RWE. Durch die Bündelung der erneuerbaren Energien, der Netze und des Vertriebs in der neuen innogy SE und deren erfolgreichen Börsengang hat sich der Konzern gerüstet, um die Herausforderungen der Energiewende zu meistern. Allen, die daran mitgewirkt haben, möchte ich an dieser Stelle herzlich danken. Genauso danken möchte ich allen Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern, die sich Tag für Tag mit großer Motivation und Kompetenz für den operativen Erfolg „ihrer“ RWE einsetzen und so die Basis dafür schaffen, dass sich das Unternehmen trotz schwieriger Rahmenbedingungen am Markt behaupten kann.

Für den Aufsichtsrat



Dr. Werner Brandt
Vorsitzender

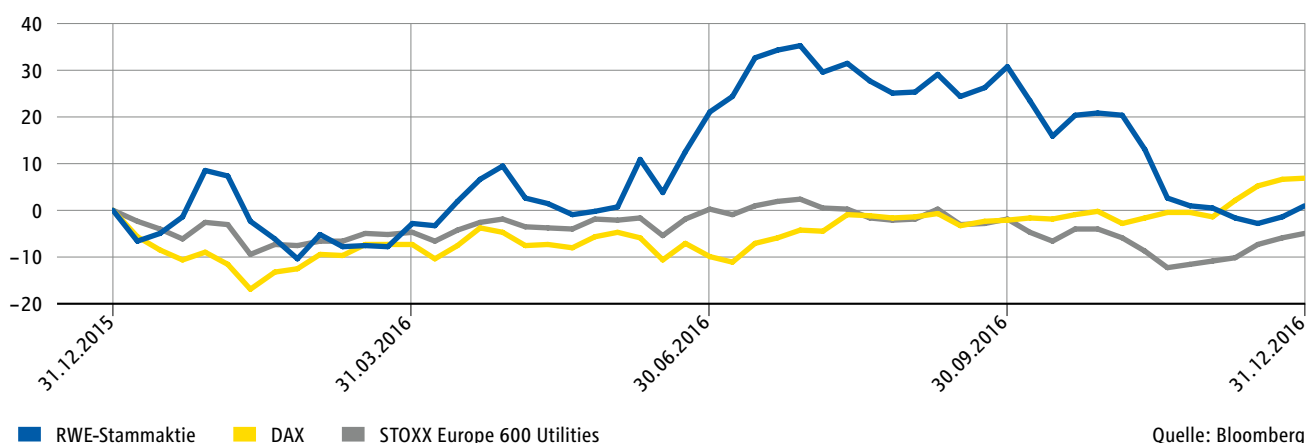
Essen, 8. März 2017

RWE AM KAPITALMARKT

Nach schwachem Beginn eine gute Schlussbilanz: So lässt sich die Entwicklung des DAX im vergangenen Jahr zusammenfassen. Trotz Brexit-Votum und Sorgen um die chinesische Wirtschaft legte der deutsche Aktienindex um 7% zu. Dabei halfen die extrem lockere Geldpolitik der Europäischen Zentralbank und der zum Jahresende aufkeimende Konjunkturoptimismus in den USA nach dem Wahlsieg von Donald Trump. Die RWE-Stammaktie verzeichnete nur ein hauchdünnes Plus, konnte den Branchenindex aber übertreffen. Ihre Entwicklung ist durch die weiterhin schwierigen Rahmenbedingungen der konventionellen Stromerzeugung geprägt. Auftrieb erhielt ihr Kurs durch die erfolgreiche Reorganisation des RWE-Konzerns, die mit dem Börsengang der neuen Tochtergesellschaft innogy SE im Oktober ihren Höhepunkt fand. Der Anleihemarkt war durch weiterhin ungewöhnlich günstige Refinanzierungskonditionen geprägt. Die Kosten für die Absicherung gegen das Kreditrisiko von RWE haben sich 2016 stark verringert. Zum Jahresende lagen sie nur noch leicht über dem Marktdurchschnitt.

Performance der RWE-Stammaktie und der Indizes DAX und STOXX Europe 600 Utilities

in % (Wochendurchschnittswerte)



Aktienmarkt weiter im Aufwind. Der seit 2012 beobachtete Aufwärtstrend am deutschen Aktienmarkt hat sich im vergangenen Jahr fortgesetzt: Der Leitindex DAX legte um 7% auf 11.481 Punkte zu. Dabei war der Jahresauftakt alles andere als verheißungsvoll gewesen. Sorgen um eine harte Landung der chinesischen Wirtschaft hatten die Börsen weltweit auf Talfahrt geschickt. Der DAX verlor fast ein Fünftel seines Wertes, ehe er sich – gestützt von der expansiven Geldpolitik führender Notenbanken – wieder etwas erholte. Das Votum der Briten für einen EU-Austritt verpasste dem Aufwärtstrend nur einen kurzzeitigen Dämpfer. Besonders zum Jahresende prägte Optimismus das Börsengeschehen. Immer mehr Anleger setzten darauf, dass die Konjunktur in den USA unter dem neuen Präsidenten Donald Trump noch stärker in Fahrt kommt. Dies strahlte auf den DAX ab, der zum Ende des Jahres deutlich ins Plus drehte.

RWE-Aktien besser als der Branchenindex. Die RWE-Aktien erzielten eine gemessen am DAX unterdurchschnittliche Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende), konnten den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (-5%) aber hinter sich lassen. Unsere Stammaktie legte im Jahresverlauf um 1% auf 11,82 € zu. Wegen der Aussetzung der Dividende entspricht der Kursgewinn ihrer Gesamtrendite. Unsere Vorzugsaktie kam inklusive der Vorzugsdividende von 0,13 € auf eine Performance von -1%. Die Aktienkursentwicklung von RWE spiegelt die weiterhin schwierigen wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen in der konventionellen Stromerzeugung wider. Positiv am Kapitalmarkt aufgenommen wurde die erfolgreiche Reorganisation des RWE-Konzerns, mit der wir uns finanziell robuster aufgestellt und neue Wachstumsoptionen erschlossen haben (siehe Seite 18). Hinzu kam, dass sich die Terminpreise im deutschen Stromgroßhandel nach Tiefständen im Februar 2016 wieder etwas erholt haben. Die Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung sind dadurch ein wenig besser geworden, bleiben aber nach wie vor schwach.

Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2016.

Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 27. April 2017 vorschlagen, für das Geschäftsjahr 2016 keine Dividende auf Stammaktien zu zahlen. Bei Vorzugsaktien soll die Ausschüttung erneut dem satzungsgemäßen Vorzugsgewinnanteil von 0,13 € je Aktie

entsprechen. Der Dividendenvorschlag spiegelt die erheblichen finanziellen Belastungen wider, die sich Mitte 2017 aus der Dotierung des neuen öffentlich-rechtlichen Kernenergiefonds für uns ergeben werden (siehe Seite 34). Allerdings wollen wir die Dividendenzahlungen an Stammaktionäre im kommenden Jahr wieder aufnehmen.

Kennzahlen der RWE-Aktien		2016	2015	2014	2013	2012
Ergebnis je Aktie ¹	€	-9,29	-0,28	2,77	-4,49	2,13
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie ¹	€	1,26	1,83	2,09	3,76	4,00
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten je Aktie ¹	€	3,83	5,43	9,04	7,81	7,15
Dividende je Stammaktie	€	-	-	1,00	1,00	2,00
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,13 ²	0,13	1,00	1,00	2,00
Ausschüttung	Mio. €	5 ²	5	615	615	1.229
Dividendenrendite der Stammaktie ³	%	-	-	3,9	3,8	6,4
Dividendenrendite der Vorzugsaktie ³	%	1,5	1,5	5,3	4,3	7,0
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	11,82	11,71	25,65	26,61	31,24
Höchstkurs	€	15,95	25,68	32,83	31,90	36,90
Tiefstkurs	€	10,17	9,20	24,95	20,74	26,29
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	8,72	8,94	18,89	23,25	28,53
Höchstkurs	€	11,61	19,62	25,61	29,59	34,25
Tiefstkurs	€	7,95	7,33	18,89	20,53	24,80
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	614.745	614.745	614.480
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	7,1	7,1	15,5	16,2	19,1

1 Bezogen auf die Anzahl der jahresdurchschnittlich im Umlauf befindlichen Aktien

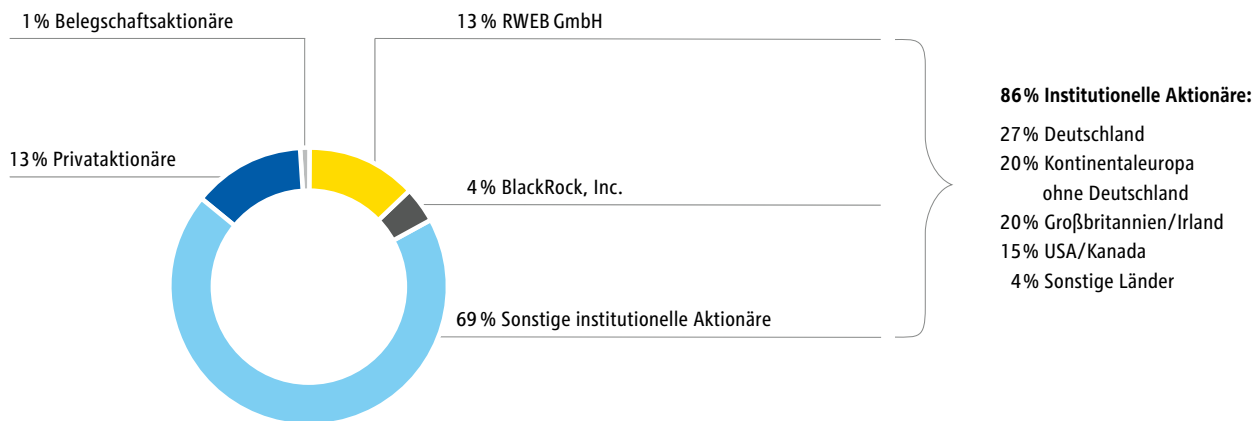
2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2016 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 27. April 2017

3 Quotient aus Dividende je Aktie und Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

Breite internationale Aktionärsbasis. Nach Schätzungen waren Ende 2016 rund 86 % der insgesamt 614,7 Millionen RWE-Aktien (inklusive 39 Millionen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht) im Eigentum institutioneller Investoren, während die übrigen Anteile von Belegschaftsaktionären (1 %) und sonstigen Privatanlegern (13 %) gehalten wurden. Institutionelle Investoren aus Deutschland kamen auf 27 % des Aktienkapitals (Vorjahr: 28 %), solche aus anderen Ländern Kontinentaleuropas auf 20 % (Vorjahr: 24 %) und solche aus Nordamerika, Großbritannien und Irland auf 35 % (Vorjahr:

32 %). Die RWEB GmbH, in der ein Großteil der kommunalen Anteile gebündelt ist, hält weiterhin die größte Einzelposition unter den RWE-Aktionären. Sie hat sich allerdings von 15 % auf 13 % verringert, wie RWEB im Oktober 2016 bekannt gab. Unser zweitgrößter Einzelaktionär ist BlackRock. Der amerikanische Vermögensverwalter teilte im November mit, dass er über 4 % an RWE verfügt. Der Anteil unserer Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zuletzt 86 %.

Aktionärsstruktur der RWE AG¹



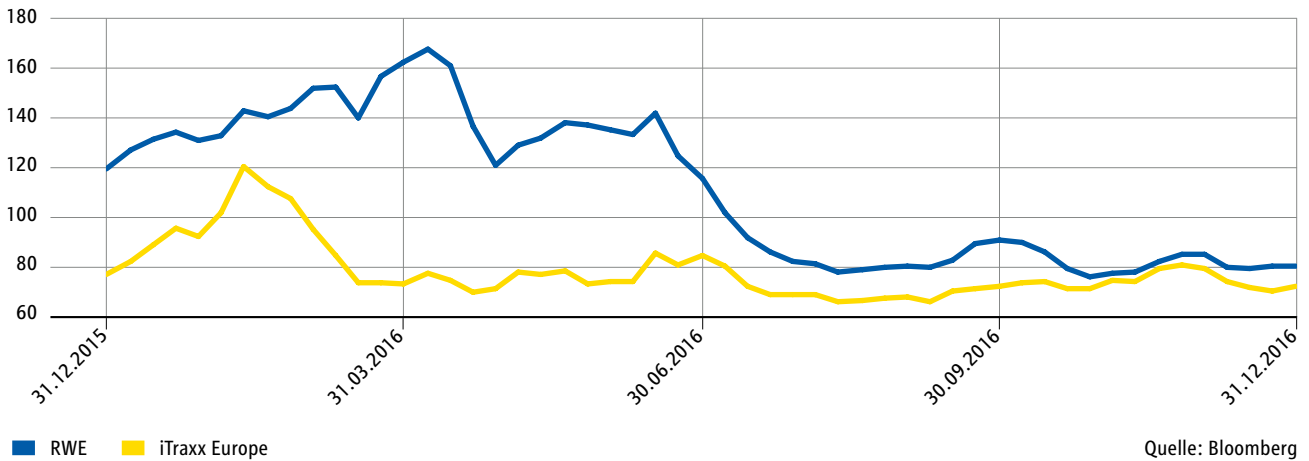
¹ Stand: Ende 2016; die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.
 Quellen: eigene Erhebungen und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz

RWE an zahlreichen Börsen vertreten. RWE-Aktien werden in Deutschland an den Börsenplätzen Frankfurt am Main, Düsseldorf, Berlin, Hamburg, Hannover, München und Stuttgart sowie über die elektronische Handelsplattform Xetra gehandelt. Auch an einigen europäischen Börsen sind sie erhältlich. In den USA ist RWE über ein sogenanntes Level-1-ADR-Programm vertreten: Gehandelt werden dort

nicht unsere Aktien, sondern American Depositary Receipts (ADRs). Das sind Zertifikate, die von US-amerikanischen Depotbanken ausgegeben werden und eine bestimmte Anzahl hinterlegter Aktien eines ausländischen Unternehmens repräsentieren. Im Falle von RWE steht ein ADR für eine Stammaktie.

Börsenkürzel der RWE-Aktien	Stammaktie	Vorzugsaktie
Reuters: Xetra	RWEG.DE	RWEG_p.DE
Reuters: Börse Frankfurt	RWEG.F	RWEG_p.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY	RWE3 GY
Bloomberg: Börse Frankfurt	RWE GR	RWE3 GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712	703714
International Securities Identification Number (ISIN)	DE0007037129	DE0007037145
American Depositary Receipt (CUSIP Number)	74975E303	-

Entwicklung des fünfjährigen Credit Default Swap (CDS) für RWE und des CDS-Index iTraxx Europe
in Basispunkten (Wochendurchschnittswerte)



Niedrige Zinsen und Kreditabsicherungskosten. Die Entwicklung der Zinsen war maßgeblich von der expansiven Geldpolitik der Europäischen Zentralbank (EZB) bestimmt. Diese hat Mitte März den Leitzins auf 0 % gesenkt und den Strafzins, den Geschäftsbanken für ihre Einlagen bei der EZB zahlen müssen, von 0,3 % auf 0,4 % angehoben. Darüber hinaus hat sie ihr laufendes Programm zum Kauf von Anleihen stark ausgeweitet. All dies spiegelte sich in der Entwicklung der Durchschnittsrendite zehnjähriger deutscher Staatsanleihen wider, die sich von 0,64 % Ende 2015 auf bis zu -0,18 % Mitte 2016 verringerte. Zum Jahresende hin stabilisierten sich die Renditen dann wieder im positiven Wertebereich. Eine Rolle spielten dabei der gestiegene Konjunkturoptimismus, zunehmende Inflationstendenzen und eine Leitzinsanhebung durch die US-Notenbank, auf die bereits im Vorfeld spekuliert worden war. Die Kosten für die Absicherung von

Kreditrisiken über Credit Default Swaps (CDS) bewegten sich 2016 weiter auf moderatem Niveau. Der Index iTraxx Europe, der aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen gebildet wird, notierte Ende 2016 mit 72 Basispunkten für fünfjährige Laufzeiten und damit etwas niedriger als ein Jahr zuvor. Die fünfjährigen CDS für RWE stiegen bis Anfang April auf Werte nahe der 170-Punkte-Marke an, haben sich seither aber mehr als halbiert. Sie schlossen das Jahr mit 81 Punkten und damit weit unter dem Niveau, das sie Ende 2015 hatten. Ein Grund dafür war die leichte Erholung der deutschen Stromgroßhandelspreise und die Verbesserung unserer Finanzkraft durch den Börsengang unserer neugegründeten Tochtergesellschaft innogy. Auch unsere Ankündigung zur Jahresmitte, einen Großteil der Kapitalmarktschulden von RWE auf innogy zu übertragen, trug zum Rückgang der CDS bei.

LAGEBERICHT

1 ZUSAMMENGEFASSTER LAGEBERICHT

1.1 GESCHÄFTSMODELL UND STRATEGIE

Seit der Gründung und dem Börsengang unserer Tochter innogy SE ruht die operative Verantwortung im RWE-Konzern auf zwei Schultern: innogy führt das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb, während die RWE AG für die konventionelle Stromerzeugung und den Energiehandel zuständig bleibt. Über ihre langfristige Ausrichtung entscheiden beide Gesellschaften unabhängig voneinander. Die RWE AG hat 2016 und Anfang 2017 intensiv an der Weiterentwicklung ihrer Strategie gearbeitet. Die Überlegungen dazu waren bei der Aufstellung des Lageberichts noch nicht abgeschlossen. Sicher ist: Mit unseren flexiblen Kraftwerken und unserem Know-how im Energiehandel stehen wir auch in Zukunft für Kompetenz und Sicherheit in der Energieversorgung.

Was wir tun. RWE ist einer der führenden Strom- und Gasanbieter in Europa. Mit unseren Konzerngesellschaften decken wir alle Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor ab, angefangen bei der Gewinnung von Braunkohle, über die Stromerzeugung aus Gas, Kohle, Kernkraft und regenerativen Quellen, den Energiehandel und den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Vertrieb von Strom, Gas und innovativen Energielösungen. Im Geschäftsjahr 2016 haben wir einen Umsatz von 45,8 Mrd. € erwirtschaftet. Unsere wichtigsten Märkte sind Deutschland, Großbritannien, Niederlande/Belgien und Osteuropa. Bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist der RWE-Konzern auch außerhalb dieser Regionen vertreten, z. B. in Spanien und Italien. Weitere Erläuterungen zu unseren Geschäftsaktivitäten finden Sie auf den beiden folgenden Seiten.

Neue Anforderungen an Energieversorger. Das klassische Geschäftsmodell des voll integrierten Energieversorgers gerät zunehmend unter Druck. Mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien entwickelt sich das konventionelle Erzeugungsgeschäft in Europa mehr und mehr weg von der Produktion möglichst hoher Strommengen, hin zur Bereitstellung von Kapazitäten, mit denen Schwankungen bei den Solar- und Windstromspeisungen aufgefangen werden können. Damit verschieben sich die Einkommensströme für Kraftwerke in Richtung marktorientierter Kapazitätsprämien für Versorgungssicherheit. Diese Entwicklung ist in einigen europäischen Märkten bereits weit vorangeschritten, u. a. in Großbritannien. In Deutschland hat sich die Politik allerdings bis auf Weiteres gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes entschieden. Zentrale Herausforderung im Netzbetrieb ist die Integration der wachsenden dezentralen Stromspeisungen aus regenerativen Quellen. Sie macht den verstärkten Einsatz komplexer Technologien erforderlich. Im Vertrieb werden die Trends dadurch bestimmt, dass es immer mehr Kunden gibt, die einen effizienteren Energieeinsatz anstreben und die Möglichkeiten nutzen wollen, die ihnen die digitale Revolution eröffnet. Zudem erzeugen Haushalte und Betriebe zunehmend ihren Strom selbst und übernehmen mitunter sogar die Rolle eines Energiemanagers.

Ein Konzern – zwei zukunftsfähige Unternehmen. Wir haben erkannt, dass wir den Herausforderungen im sich wandelnden Energiesektor am besten gerecht werden, wenn wir die Unterschiedlichkeit dieser Herausforderungen in unserer Organisationsstruktur abbilden. Im Vordergrund stand die Frage, wie wir uns auf den Gebieten der Energiewirtschaft noch offensiver aufstellen können, wo wir langfristige unternehmerische Perspektiven sehen – und gleichzeitig in den Bereichen robuster werden, wo uns schwierige Rahmenbedingungen unter Druck setzen. Ende 2015 fassten wir den Beschluss, die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in einer neuen Tochtergesellschaft zusammenzuführen und an die Börse zu bringen. Das Vorhaben haben wir 2016 umgesetzt. Bereits am 1. April 2016 nahm die neue Gesellschaft – zunächst als „RWE International SE“ – ihre Geschäftstätigkeit auf. Im September erhielt sie ihren endgültigen Namen „innogy SE“. Anfang Oktober folgte der Börsengang des Unternehmens: Dabei wurden 73,4 Millionen innogy-Aktien aus dem Bestand der RWE AG und weitere 55,6 Millionen im Zuge einer Kapitalerhöhung der innogy SE breit gestreut bei neuen Investoren platziert. Der Anteil der RWE AG an innogy hat sich dadurch auf 76,8% verringert. Nähere Informationen dazu finden Sie auf Seite 37 f. in diesem Bericht.

Mit ihrem Mix aus regenerativer Stromerzeugung, intelligenten Netzen und innovativen Vertriebsangeboten hat innogy nicht nur hervorragende unternehmerische Perspektiven, sondern auch das Rüstzeug dazu, treibende Kraft für das Gelingen der Energiewende zu sein. Als börsennotierte Gesellschaft hat sie Vorteile bei der Mittelbeschaffung am Kapitalmarkt. Die Einnahmen aus der Kapitalerhöhung in Höhe von 2,0 Mrd. € will innogy überwiegend für Wachstumsprojekte einsetzen. Aber auch die bei der RWE AG verbliebenen Bereiche Konventionelle Stromerzeugung und Trading/Gas Midstream profitieren von der Reorganisation, denn nun sind wir finanziell flexibler, um sie zu stärken und weiterzuentwickeln. Ihre Erlöse von 2,6 Mrd. € aus dem Verkauf von innogy-Aktien aus dem Eigenbestand wird die RWE AG für die Dotierung des neuen Kernenergiefonds verwenden (siehe Seite 34).

Drei Standbeine von RWE. Durch die oben erläuterte Reorganisation ist RWE ein Energieversorger mit drei Standbeinen geworden: den Unternehmensbereichen Konventionelle Stromerzeugung und Trading/Gas Midstream sowie der Beteiligung an innogy. Die beiden erstgenannten Tätigkeitsfelder bilden unser operatives Kerngeschäft. Dagegen hat innogy für uns den Status einer Finanzbeteiligung. Eine Grundlagenvereinbarung garantiert der neuen Konzerngesellschaft, dass sie unternehmerisch eigenständig agieren kann und die RWE AG ihren Einfluss als Mehrheitseigentümerin ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung ausübt. Auch über ihre Strategie bestimmt innogy selbst. Im Folgenden geben wir einen Einblick in die operative Ausrichtung der beiden Kerngeschäftsfelder der RWE AG und von innogy.

(1) Konventionelle Stromerzeugung: Verlässlicher Partner der erneuerbaren Energien.

Stark gesunkene Stromgroßhandelspreise und schwierige politische Rahmenbedingungen setzen uns in der konventionellen Stromerzeugung zu, insbesondere in Deutschland. Viele Kraftwerke sind nur noch schwach ausgelastet und decken ihre Kosten nicht. Wir arbeiten daran, die Profitabilität unserer Anlagen zu verbessern, indem wir ihre laufenden Kosten senken und ihre kommerzielle Verfügbarkeit erhöhen. Sofern wirtschaftlich geboten, legen wir Kraftwerke vorübergehend oder endgültig still. Viele Experten erwarten, dass sich die Lage in der konventionellen Stromerzeugung mit fortschreitendem Abbau von Überkapazitäten wieder stabilisiert und dass Kohle und Gas im deutschen Stromerzeugungsmix auf längere Sicht unverzichtbar bleiben. Unsere großenteils hochmodernen Gaskraftwerke eignen sich besonders gut als Partner der erneuerbaren Energien, weil ihre Fahrweise sehr schnell an Lastschwankungen im Netz angepasst werden kann. Wegen ihrer vergleichsweise geringen Emissionen stoßen sie zudem auf breite gesellschaftliche Akzeptanz. Ihre Bedeutung in unserem Stromerzeugungsportfolio dürfte sich langfristig erhöhen. Auch Kohle bleibt ein wichtiger Energieträger für uns, wird aber an Bedeutung einbüßen. Das ergibt sich in erster Linie aus den langfristigen europäischen und nationalen Klimaschutzzielen. An ihnen richten wir unsere Strategie aus. Einen wichtigen Beitrag zur Emissionsreduktion wird unsere Braunkohlewirtschaft leisten. Beispielsweise werden wir im Rahmen des deutschen „Aktionsprogramms Klimaschutz 2020“ fünf Braunkohleblöcke der 300-MW-Klasse frühzeitig aus dem Markt nehmen (siehe Seite 34) und dadurch den CO₂-Ausstoß im Rheinischen Braunkohlerevier um etwa 15% unter den heutigen Stand senken. Diesen Wert wollen wir im Laufe der kommenden Dekade auf 40% bis 50% steigern,

u. a. indem wir nach der Auskohlung des Tagebaus Inden das Kraftwerk Weisweiler stilllegen. In der Folgezeit werden sinkende Auslastungsgrade und weitere Schließungen von Braunkohleblöcken zu einem fortgesetzten Rückgang der CO₂-Emissionen führen, ehe mit Auslaufen der Tagebaue Hambach und Garzeiler etwa Mitte des Jahrhunderts auch die modernsten Braunkohleblöcke vom Netz gehen werden.

(2) Trading/Gas Midstream: Kommerzielle Schaltstelle im RWE-Konzern.

Der Energiehandel ist das wirtschaftliche Bindeglied zwischen den Elementen unserer Wertschöpfungskette, den regionalen Märkten und den verschiedenen Rohstoffen. Unsere Tochter RWE Supply & Trading handelt schwerpunktmäßig Strom, Gas, Kohle, Öl, Emissionsrechte und Biomasse. Diese Aktivitäten will sie vor allem in Nordamerika und Asien ausbauen und hat deshalb bereits Büros in New York, Singapur und Mumbai eröffnet. Zu den Aufgaben der Gesellschaft zählen auch die Beschaffung der für die Produktion von Strom und Wärme benötigten Rohstoffe und die Vermarktung des Stroms aus unseren Kraftwerken. Ihr Ziel dabei ist es, Ertragschancen zu nutzen und Risiken zu begrenzen. Daneben schafft sie zusätzlichen Wert, indem sie den Einsatz unserer Anlagen kommerziell optimiert. Ihr Know-how vermarktet RWE Supply & Trading auch außerhalb des Konzerns an europäische Großkunden: Die Angebotspalette reicht dabei von klassischen Energielieferverträgen über umfassende Energiemanagementlösungen bis hin zu komplexen Risikomanagementkonzepten. Auf diesem Gebiet will unsere Tochter weiter wachsen. Darüber hinaus tätigt sie in zunehmendem Maße kurz- bis mittelfristige Investitionen in Energieanlagen oder Energieunternehmen, bei denen sich durch Restrukturierung und Weiterveräußerung attraktive Renditen erzielen lassen. Beispiel für ein solches Investitionsobjekt ist das Steinkohlekraftwerk Lynemouth im Norden Englands: Nach dem Erwerb im Jahr 2012 haben wir die Weichen dafür gestellt, dass die Anlage mit staatlicher Förderung in ein Biomassekraftwerk umgewandelt werden kann, und sie Anfang 2016 mit Gewinn an einen Investor weiterverkauft.

(3) innogy: Motor der Energiewende. Von unserer Finanzbeteiligung innogy versprechen wir uns eine hohe und stabile Dividende. Damit sich diese Erwartung erfüllen kann, bedarf es einer Strategie, die den operativen Erfolg des Unternehmens in einem sich dramatisch wandelnden Umfeld langfristig sichert. Drei Trends beherrschen derzeit den Energiesektor: Dekarbonisierung, Dezentralisierung und Digitalisierung. Sie setzen den Rahmen für die strategische Ausrichtung der drei Geschäftsfelder von innogy.

- **Erneuerbare Energien:** innogy plant, errichtet und betreibt Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. Ziel ist der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien in Europa. Besonders stark vertreten ist das Unternehmen momentan in Deutschland und Großbritannien; dahinter folgen Spanien, die Niederlande und Polen. Bei der Erzeugungstechnologie liegt der Schwerpunkt auf Windkraft an Land (onshore) und im Meer (offshore) sowie auf Wasserkraft. Mit dem Erwerb von Belectric Solar & Battery hat innogy zudem die Basis dafür geschaffen, sich als internationaler Anbieter von Freiflächen-Solkraftwerken und Batteriespeichern zu etablieren (siehe Seite 40).
- **Netze & Infrastruktur:** Netze sind das Rückgrat der Energiewende, und wer sie bewirtschaftet, kann i. d. R. stabile Renditen erzielen. innogy betreibt Verteilnetze in fünf europäischen Ländern: Deutschland (Strom/Gas), Tschechien (Gas), Ungarn, Polen und Slowakei (alle Strom). In Deutschland ist sie die Nr. 1 bei Strom. Hier stellen sich unserer Tochter auch die größten Herausforderungen: Zunehmende Stromeinspeisungen aus wetter- und tageszeitabhängigen regenerativen Quellen und eine steigende Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen machen den Netzbetrieb technisch anspruchsvoller, eröffnen aber auch Wachstumsmöglichkeiten. Um bei diesen Rahmenbedingungen eine zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten, muss innogy in den Erhalt und den Ausbau der Netzinfrastruktur investieren. Damit Netze effektiver und flexibler genutzt werden können, entwickelt das Unternehmen neue Steuer- und Regeltechniken und testet sie in Feldversuchen.
- **Vertrieb:** innogy versorgt derzeit rund 16 Millionen Stromkunden und etwa 7 Millionen Gaskunden in elf europäischen Märkten zuverlässig und zu fairen Preisen mit Energie. Das Unternehmen zählt in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien zu den größten Anbietern von Strom und Gas. In einigen weiteren europäischen Märkten hält es führende Positionen bei mindestens einem dieser Produkte. Wie bereits erläutert, wollen immer mehr Kunden Energie effizienter nutzen und von den Chancen der Digitalisierung profitieren. Haushalte und Betriebe entwickeln sich zunehmend weg vom reinen Konsumenten, hin zum „Prosumer“, der seinen Strom selbst produziert und mitunter sogar speichern kann. Um sich in diesem Marktumfeld behaupten zu können, hat innogy ihr Tätigkeitsgebiet über den klassischen Vertrieb von Strom und Gas hinaus erweitert: Das Unternehmen entwickelt neue Geschäftsmodelle für alle Endkundensegmente, indem es

sein Know-how auf dem Gebiet der Energieversorgung und der Informationstechnologie zusammenführt. Das Ergebnis sind innovative Produkte und auf individuelle Bedürfnisse zugeschnittene Lösungen, mit denen sich innogy von anderen Versorgern abhebt. Unsere Tochter strebt auch quantitatives Wachstum an: Insbesondere in ihren jungen Vertriebsmärkten wie Kroatien, Slowenien und Rumänien will sie das Geschäftsvolumen steigern und sich auf längere Sicht als einer der großen lokalen Versorger etablieren.

Weiterentwicklung der RWE-Strategie. Unsere neue Konzernstruktur mit zwei selbstständig agierenden Unternehmen hat zur Folge, dass es kein konzernumspannendes strategisches Leitbild mehr gibt. Das frühere Leitbild von RWE hatten wir im Geschäftsbericht 2015 auf den Seiten 20 bis 22 dargestellt. Entscheidungen zur Weiterentwicklung des Geschäfts beziehen sich bei der RWE AG nun ausschließlich auf die Bereiche Konventionelle Stromerzeugung und Trading/Gas Midstream, während innogy den Kurs bei den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb absteckt. 2016 und Anfang 2017 haben wir intensiv an der Weiterentwicklung der Strategie der RWE AG gearbeitet. Die Ergebnisse werden wir Ende März 2017 der Öffentlichkeit vorstellen.

Das Steuerungssystem der RWE AG. Im Mittelpunkt unserer Geschäftspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Zur wertorientierten Steuerung der Konzerngesellschaften setzt die RWE AG ein konzernweites Planungs- und Controlling-System ein, das einen effizienten Ressourceneinsatz gewährleistet und zugleich einen zeitnahen, detaillierten Einblick in die aktuelle und voraussichtliche Entwicklung der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage ermöglicht. Auf Basis von Zielvorgaben des RWE-Vorstands und unseren Erwartungen zur operativen Geschäftsentwicklung erarbeiten wir einmal im Jahr unsere Mittelfristplanung. In ihr stellen wir dar, wie sich wichtige Finanzkennzahlen voraussichtlich entwickeln werden. Die Mittelfristplanung enthält Budgetwerte für das jeweils bevorstehende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre. Der Vorstand legt die Planung nach ihrer Fertigstellung dem Aufsichtsrat vor, der sie begutachtet und genehmigt. Mitunter verlangt der Aufsichtsrat Plananpassungen, ehe er zustimmt. Für laufende Geschäftsjahre erstellen wir interne Prognosen, die am Budget anknüpfen. Die Vorstände der RWE AG und der wichtigsten operativen Einheiten kommen regelmäßig zusammen, um Zwischen- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognosen zu aktualisieren. Sofern im Laufe eines Geschäftsjahres deutliche Abweichungen zwischen den

aktualisierten Prognosewerte und den Budgetwerten auftreten, werden die Ursachen analysiert und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen ergriffen. Außerdem informieren wir den Kapitalmarkt unverzüglich, wenn veröffentlichte Prognosen angepasst werden müssen.

Wesentliche Kennzahlen zur Steuerung unseres operativen Geschäfts und zur Beurteilung der Finanzlage sind das bereinigte EBITDA, das bereinigte EBIT, das bereinigte Nettoergebnis, der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit und die Nettoschulden. Das EBITDA ist definiert als das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen. Um seine Aussagekraft im Hinblick auf die betriebliche Entwicklung zu verbessern, bereinigen wir es um nicht-operative oder aperiodische Effekte, die im neutralen Ergebnis erfasst werden. Herausgerechnet werden u. a. Veräußerungsgewinne oder -verluste, vorübergehende Ergebniseffekte aus der Marktbewertung von Derivaten, Restrukturierungskosten und Wertberichtigungen. Zieht man vom bereinigten EBITDA die betrieblichen Abschreibungen ab, erhält man das bereinigte EBIT (bislang als „betriebliches Ergebnis“ bezeichnet, siehe Seite 41). Die Entwicklung des bereinigten EBIT hat maßgeblichen Einfluss auf die variable Vergütung unserer Beschäftigten. Eine wichtige operative Kennzahl ist auch das bereinigte Nettoergebnis. Wir ermitteln es, indem wir das Nettoergebnis um wesentliche Sondereinflüsse (u. a. das gesamte neutrale Ergebnis) einschließlich der darauf entfallenden Ertragsteuern korrigieren. Seit 2016 verwenden wir die Kennzahl als einen Bestimmungsfaktor für die aktienbasierte Vergütung unserer leitenden Angestellten. Um die Attraktivität von Investitionsvorhaben zu beurteilen, nutzen wir in erster Linie den internen Zinsfuß (Internal Rate of Return) als Renditekennzahl.

Die Finanzlage des Konzerns analysieren wir u. a. anhand des Cash Flows aus laufender Geschäftstätigkeit. Zieht man von diesem die Investitionen und die Ausschüttungen ab, ergibt sich der Haushaltsüberschuss bzw. das Haushaltsdefizit. Wir verfolgen das Ziel, unsere Investitionen und Ausschüttungen vollständig mit dem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit zu finanzieren, wengleich Schwankungen beim Mittelzufluss dazu führen können, dass uns dies nicht in jedem Jahr gelingt. Ein weiterer Indikator für die Finanzlage von RWE sind die Nettoschulden. Im Wesentlichen sind das die Nettofinanzschulden zuzüglich der Rückstellungen für Pensionsverpflichtungen, für die Entsorgung im Kernenergiebereich, für bergbaubedingte Verpflichtungen und für den Rückbau von Windparks. Unsere Verbindlichkeiten aus Hybridanleihen rechnen wir zur Hälfte den Nettoschulden zu.

Nachhaltiges Wirtschaften – Anspruch an uns selbst. Wir können nur dann langfristig erfolgreich sein, wenn wir uns durch Wahrnehmung unserer Verantwortung als Unternehmen (Corporate Responsibility, kurz: CR) die Akzeptanz der Gesellschaft sichern. Um dabei die richtigen Akzente zu setzen, haben wir in der Vergangenheit Handlungsfelder definiert, in denen nach unserem Verständnis die wichtigsten Herausforderungen für RWE lagen. Unsere CR-Strategie erstreckte sich bisher auf zehn solcher Themengebiete, die wir im Dialog mit unseren Anspruchsgruppen, z. B. Anteilseignern, Arbeitnehmern, Kunden, Politikern und Nichtregierungsorganisationen festgelegt hatten. Seit der Reorganisation des RWE-Konzerns liegen einige dieser Handlungsfelder nun ganz oder teilweise im Verantwortungsbereich von innogy. Die RWE AG hat deshalb neue Prioritäten auf dem Gebiet der CR definiert, die sich auf das bei ihr verbliebene Geschäft beziehen. Unsere Hauptaufgabe sehen wir darin, Partner für die Energiewende in Europa zu sein. Mit unseren flexiblen Kraftwerken wollen wir maßgeblich dazu beitragen, dass die Sicherheit der Stromversorgung auch bei weiter steigenden Wind- und Solarstrom einspeisungen gewährleistet bleibt. Große Bedeutung messen wir auch dem Umweltmanagement und der Arbeitssicherheit bei. Hier haben wir bereits ein hohes Niveau erreicht, das wir sichern wollen. Weitere zentrale Anliegen von uns sind, dass der Verhaltenskodex und die Compliance-Regeln von RWE eingehalten werden und dass unsere Zulieferer international anerkannte Umwelt- und Sozialstandards berücksichtigen.

Als Europas größter Einzelemittent von Kohlendioxid (CO₂) sind wir auf dem Gebiet des Klimaschutzes besonders gefordert, zumal mit hohen Emissionen auch hohe wirtschaftliche Risiken einhergehen. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien hat der RWE-Konzern bereits einen wichtigen Beitrag zur Emissionssenkung geleistet. Außerdem haben wir mit dem 2015 abgeschlossenen Kraftwerksneubauprogramm die Voraussetzung dafür geschaffen, dass hochmoderne Erzeugungskapazitäten an die Stelle älterer, emissionsintensiver Anlagen treten können. Unsere Maßnahmen zur Senkung des CO₂-Ausstoßes werden zunehmend durch politische Vorgaben bestimmt, die sich aus europäischen und nationalen Minderungszielen ergeben. Ein Beispiel dafür ist die frühzeitige Stilllegung von Braunkohlekraftwerken im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020. Weil unser Handlungsspielraum in der konventionellen Stromerzeugung immer kleiner geworden ist und wir die Verantwortung für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf innogy übertragen haben, geben wir für den Konzern keine

konkreten Emissionsminderungsziele mehr aus. Bislang hatten wir angestrebt, den CO₂-Ausstoß je erzeugte Megawattstunde Strom bis 2020 auf 0,62 Tonnen zu senken. Im vergangenen Jahr lag der Emissionsfaktor noch bei 0,69 Tonnen. Wie hoch er zukünftig sein wird, hängt u. a. vom politischen Rahmen ab. Eine große Rolle spielt auch die Entwicklung der Margen in den einzelnen Erzeugungstechnologien. Beispielsweise konnten unsere Gaskraftwerke, die wesentlich weniger CO₂ ausstoßen als Kohlekraftwerke, in den vergangenen Jahren wegen ungünstiger Marktbedingungen noch nicht im gewünschten Maß zur Verbesserung unserer CO₂-Bilanz beitragen. Die Margen der Anlagen haben sich zuletzt jedoch etwas erholt. Sollte dieser Trend anhalten, könnte sich das in einem deutlich verringerten Emissionsfaktor niederschlagen.

Weiter gehende Informationen zu unserer Strategie und unseren Maßnahmen auf dem Gebiet der CR finden Sie im Bericht „Unsere Verantwortung“, dessen neue Ausgabe im April 2017 erscheint und im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden kann.

1.2 INNOVATION

Nur wer innovativ ist, kann sich im Markt behaupten. Unsere Forschungs- und Entwicklungsprojekte – allein 240 im vergangenen Jahr – machen uns wettbewerbsfähiger und sind zugleich Bausteine für ein modernes, nachhaltiges Energiesystem. Durch sie werden Kraftwerke flexibler und emissionsärmer, Netze intelligenter und Energienutzungen effizienter. Innovativ sind wir auch bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Wir wollen damit sicherstellen, dass wir schon heute überzeugende Angebote für die Kundenbedürfnisse von morgen haben. Im betrieblichen Alltag profitieren wir vom Einfallsreichtum und unternehmerischen Mitdenken unserer Beschäftigten. Auch 2016 hatten sie Tausende guter Ideen, mit denen wir Einsparungen erzielen und in Einzelfällen sogar neue Geschäftsfelder erschließen.

Mit rund 390 Erfindungen in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. Der RWE-Konzern ist in vielfältiger Weise innovativ. Wichtigste Triebfeder ist dabei das Ziel, in einem sich dramatisch wandelnden Umfeld langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben und selbst ein Motor des Wandels zu sein. Mit konzernweit rund 1.100 Patenten und Patentanmeldungen, die auf etwa 390 Erfindungen basieren, sind wir in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. Im vergangenen Jahr haben wir an rund 240 Projekten zur Forschung und Entwicklung (F & E) gearbeitet und über 60 Erfindungen zum Patent angemeldet. Bei F & E-Vorhaben tun wir uns häufig mit externen Partnern aus Anlagenbau, chemischer Industrie oder Forschungseinrichtungen zusammen. Das finanzielle Volumen der Projekte übersteigt den uns selbst zuzurechnenden Anteil dann meist deutlich. Der betriebliche F & E-Aufwand des RWE-Konzerns belief sich 2016 auf 165 Mio. € (Vorjahr: 101 Mio. €). Von unseren Mitarbeitern waren 380 ausschließlich oder teilweise mit F & E-Aufgaben befasst.

RWE AG: Lösungen für flexiblere Kraftwerke, wirtschaftlichere Tagebaue und neue Nutzungen von Braunkohle. Seit dem Börsengang von innogy im Oktober 2016 konzentriert sich die RWE AG im operativen Geschäft auf die Gewinnung von Braunkohle, die Stromerzeugung mit konventionellen Kraftwerken und den Energiehandel. Dies spiegelt sich auch in ihren Schwerpunkten bei der Forschung und Entwicklung wider. Die F & E-Projekte der RWE AG zielen darauf ab, fossil befeuerte Kraftwerke flexibler und emissionsärmer zu machen, Tagebaue wirtschaftlicher zu betreiben und die dort gewonnene Braunkohle für innovative Zwecke zu nutzen, die weit über die Stromerzeugung hinausgehen. Im Folgenden stellen wir eine kleine Auswahl wichtiger F & E-Projekte der RWE AG vor.

Big Data macht's möglich: Kraftwerke werden effizienter und zuverlässiger. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigen die Anforderungen an unsere Kraftwerke: Sie sollen Strom bedarfsorientiert und flexibel bereitstellen und dabei absolut zuverlässig sein. Doch die Flexibilität hat ihren Preis. Denn wenn Kraftwerke immer häufiger hoch- und run-

tergefahren werden müssen, sind bestimmte Komponenten starken Belastungen ausgesetzt. Umso wichtiger ist für uns, jederzeit darüber informiert zu sein, welche Komponenten sich dem Ende ihrer Lebensdauer nähern; nur dann können wir sie rechtzeitig ersetzen und Schäden durch ihren Ausfall vermeiden. Im Rahmen unseres Projekts „rLife“ haben wir ein am Markt erhältliches IT-Tool weiterentwickelt und können damit nun online von einer Warte aus bei allen Kraftwerken überwachen, wie stark sich Komponenten abnutzen. Wir haben es hier mit einer sogenannten „Big Data“-Anwendung zu tun, bei der große Mengen von Informationen erfasst, aufbereitet, analysiert und genutzt werden. Im konkreten Fall handelt es sich um Daten, die wir ohnehin erheben müssen. Wir setzen das IT-Tool seit Ende 2016 ein – und profitieren davon gleich in zweifacher Hinsicht: Zum einen können wir Schäden wirksamer vorbeugen, zum anderen erzielen wir Kosteneinsparungen, weil wir weniger Vor-Ort-Prüfungen vornehmen müssen.

Wissen bündeln: Neue Verfahren für einen geringeren Quecksilberausstoß von Kohlekraftwerken. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, unsere Kraftwerke möglichst umweltverträglich zu betreiben. Der Gesetzgeber macht uns dazu bereits strenge Vorgaben, beispielsweise bei den Quecksilber-Emissionen. Auf Drängen der EU sollen hier die Grenzwerte noch niedriger werden. Quecksilber wird mit den Techniken, die derzeit bei der Rauchgasreinigung im Einsatz sind, schon heute zum allergrößten Teil aus dem Rauchgas abgeschieden. Dadurch unterschreiten unsere Anlagen die zulässigen Obergrenzen deutlich. Unabhängig davon forschen wir seit Jahren intensiv daran, wie wir noch mehr Quecksilber auffangen können. Im Mittelpunkt stehen dabei Verfahren, die wir speziell für den Einsatz in unseren Braunkohlekraftwerken entwickeln. Ein Ansatz sieht die Nutzung von Herdofenkoks aus RWE-eigener Herstellung vor. In einem Langzeittest wollen wir das neue Verfahren großtechnisch erproben und optimieren. Beginnen werden wir damit voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte 2017. Wegen der komplexen chemischen Zusammenhänge sind F & E-Maßnahmen zur Minderung der Quecksilberemissionen generell sehr zeitaufwendig. Deshalb haben zahlreiche Kraftwerksbetreiber

– darunter RWE – und der Fachverband der Strom- und Wärmerezeuger VGB PowerTech ihre Aktivitäten gebündelt: In einer gemeinsamen Initiative tragen sie ihr Wissen und ihre Erfahrungen zusammen und tauschen sich intensiv mit Wissenschaft und Politik aus, um möglichst schnell effektive Lösungen für eine weitere Senkung der Quecksilberemissionen zu finden.

Aus Bewährtem wird Neues: Innovative Nutzungsmöglichkeiten für Braunkohle. Braunkohle ist eine Ressource, die uns noch viele Jahre zur Verfügung stehen wird. Dass sie mehr ist als eine Energiequelle, wollen wir mit unserem Projekt „Fabiene“ zeigen. Der Grundgedanke: Auf Basis von Braunkohle lassen sich Ausgangsstoffe für die chemische Industrie herstellen – hochwertige Treibstoffe, die helfen können, Emissionen im Verkehr zu senken, aber auch Vorprodukte für Kunststoffe, Klebstoffe und Farben. Technisch möglich wird die stoffliche Kohlenutzung, indem wir die Braunkohle in einen gasförmigen Zustand bringen und das so gewonnene Synthesegas, das vor allem aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid besteht, in die gewünschten Produkte umwandeln. RWE verfügt über langjährige Erfahrung in der Herstellung, Aufbereitung und Nutzung des aus Braunkohle gewonnenen Synthesegases. Unser Forschungsziel ist, diese Verfahren weiterzuentwickeln und sie kommerziell nutzbar zu machen. Im Frühjahr 2016 haben wir in unserem Innovationszentrum in Niederaußem damit begonnen, die Herstellung von Naphtha, Wachsen und Treibstoffen wie Diesel und Kerosin zu testen. Unser nächstes Etappenziel ist, die in unseren Laboratorien entstandenen Produkte bis Mitte 2017 potenziellen Kunden, z. B. Raffineriebetreibern, für weitere Tests und Analysen zur Verfügung zu stellen. Das Projekt Fabiene wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Unsere Projektpartner sind die TU Darmstadt und thyssenkrupp Industrial Solutions.

Robustere Großgeräte im Tagebau – geringere Kosten. In den Braunkohletagebauen von RWE leisten 20 Schaufelradbagger und 19 sogenannte Absetzer jeden Tag Schwerstarbeit: Die riesigen Bagger holen gewaltige Mengen von Kohle und Abraum (nicht nutzbare Erd- und Gesteinsschichten) aus der Erde und laden sie auf Förderbändern ab, die die Kohle ins Zwischenlager transportieren und den Abraum zum Absetzer, der diesen verkippt. Die Großgeräte haben ein enormes Gewicht; entsprechend großen Belastungen sind ihre Raupenfahrwerke ausgesetzt, wenn sie innerhalb der Tagebaue von einem Einsatzort zum anderen fahren. Infolgedessen kommt es zu erheblichem Verschleiß und hohen Instandhaltungskosten. Um diese Kosten zu verringern, hat unser „Technikzentrum Tagebaue“ gemeinsam mit der RWTH

Aachen ein sogenanntes Multikörpersimulationsmodell entwickelt. Mit ihm können Bewegungsabläufe von Körpern und insbesondere die in Gelenken auftretenden Kräfte und Spannungen berechnet und simuliert werden. Mithilfe des Modells haben wir Anpassungen bei den Fahrwerkskomponenten unserer Großgeräte vorgenommen und testen ihren Nutzen nun in der Praxis. Erste, sehr positive Ergebnisse liegen bereits vor.

Ausführliche Informationen zu diesen und weiteren F & E-Projekten der RWE AG finden Sie unter www.rwe.com/innovation.

innogy SE: Fokus auf erneuerbare Energien, intelligente Netze und neue Vertriebsprodukte. Innovativ ist der RWE-Konzern auch auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien, der Verteilnetze und des Vertriebs. Für die F & E-Aktivitäten in diesen Geschäftsfeldern ist innogy SE verantwortlich, die für uns den Status einer Finanzbeteiligung hat. innogy verfolgt ein breites Spektrum von Innovationsvorhaben, über die Sie sich unter www.innogy.com/innovation informieren können. Exemplarisch herausgegriffen sei das Projekt „Designetz“: Hier erarbeitet ein Forschungskonsortium unter der Federführung unserer Tochter ein Gesamtkonzept zur Integration der erneuerbaren Energien in das deutsche Versorgungssystem; das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie misst Designetz eine so große Bedeutung bei, dass es dafür Fördermittel in zweistelliger Millionenhöhe bereitgestellt hat. Im Zentrum eines anderen F & E-Projekts von innogy steht der Test eines mobilen Batteriespeichers. Der Speicher nimmt dezentral erzeugten Wind- oder Solarstrom auf, der nicht sofort benötigt wird, und gibt ihn später wieder ins Netz ab. Da er das Format eines Frachtcontainers hat, lässt er sich zudem per LKW von einem Ort zum anderen transportieren. Solche Speicher können im ländlichen Raum den Ausbau des Netzes ersetzen oder die Zeit bis zum Netzausbau überbrücken. Im Rahmen des F & E-Projekts werden derzeit mögliche Betreibermodelle erarbeitet.

Innovation Hub bei innogy: Plattform für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Innovation geht bei uns weit über die technisch ausgerichtete F & E-Tätigkeit hinaus. Kreativ sind wir auch bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Organisiert und vorangetrieben wird sie vom 2014 gegründeten „Innovation Hub“, einer Innovationsplattform, die nun bei innogy angesiedelt ist und von einem rund 130-köpfigen Team mit Leben gefüllt wird. Unternehmen, die in einem sich dynamisch wandelnden Markt langfristig bestehen wollen, müssen schon heute sicherstellen, dass sie überzeugende Angebote für zukünftige Kundenbedürfnisse haben. Der

Innovation Hub bringt Menschen zusammen, die dazu beitragen können. Sie bekommen die Chance, Geschäftsideen ohne Denkverbote zu sondieren und vielversprechende Neuerungen direkt am Markt zu erproben. Im Mittelpunkt steht dabei die Entwicklung digitaler Geschäftsmodelle. Der Anspruch lautet hier, Produkte und Dienstleistungen zur Marktreife zu bringen, mit denen Kunden Energie effizienter nutzen und ihre Lebensqualität steigern können. Ein Beispiel dafür ist „shine“: Hier ist aus einer Idee bereits ein Start-up-Unternehmen geworden, dessen Produkt – der „shine Energiemanager“ – Kunden mit Solaranlagen in die Lage versetzt, ihre Stromproduktion und ihren Energieverbrauch selbst zu optimieren. Ein weiteres Beispiel ist das „eCarSharing“, ein Angebot speziell für Geschäftskunden und Kommunen, die ihren Fuhrpark verkleinern oder ganz abschaffen, aber mobil bleiben wollen. Über einen monatlichen Tarif können sie Zeitkontingente für moderne Elektrofahrzeuge buchen; getankt wird Ökostrom aus innogy-Ladesäulen.

Einsparungen und neue Geschäftsideen dank Erfahrung und Know-how unserer Mitarbeiter. Ein wichtiger Nährboden für gute Ideen ist der betriebliche Alltag. Viele unserer Mitarbeiter nutzen ihre Erfahrungen im täglichen Geschäft, um das Unternehmen mit Innovationen voranzubringen. Im vergangenen Jahr haben Beschäftigte des Konzerns insgesamt rund 2.800 Verbesserungsvorschläge bei den zuständigen Ideenmanagern ihrer Gesellschaften eingebracht. Den wirtschaftlichen Nutzen ihrer Anregungen veranschlagen wir für das erste Jahr der Umsetzung auf 13 Mio. €. Manche Ideen gehen über Prozessverbesserungen hinaus und betreffen mögliche neue Geschäftsfelder für RWE. Beispielsweise schlug ein Mitarbeiter der RWE Power AG vor, einen Dünger zu produzieren und zu vermarkten, der aus

Gülle und Braunkohle besteht. Dazu wird die Gülle direkt bei Schweine- oder Rinderzüchtern in einem Behälter mit Braunkohle gemischt. Die für das Pflanzenwachstum wichtigen Nährstoffe Stickstoff, Phosphor und Kalium, die in der Gülle enthalten sind, lagern sich dabei an der Braunkohle an. Der feste Teil der Mischung wird nun kompostiert – es entsteht ein körniges Düngesubstrat, ähnlich wie Blumenerde, das in Beutel abgefüllt und vermarktet werden kann. Als Kultursubstrat für Gartenbaubetriebe ist es ebenso geeignet wie als Humusbildner bei sandigen Böden in der Landwirtschaft. Der neue organische Dünger ist hochwirksam, ökologisch und preisgünstig. Weil die Nährstoffe an die Braunkohle gebunden sind, bleiben sie für die Pflanzen gut im Boden verfügbar. Das ist ein wesentlicher Vorteil gegenüber der weit verbreiteten exzessiven Düngung mit Gülle, bei der das darin enthaltene Nitrat nicht vollständig von den Pflanzen aufgenommen, sondern teilweise ins Grundwasser geschwemmt wird. Die Trinkwasseraufbereitung wird dadurch aufwendiger. Nach einem Bericht des Bundesumweltministeriums vom Januar 2017 ist der zulässige Nitrat-Grenzwert im Zeitraum 2012 bis 2014 an fast einem Drittel der Messstellen überschritten worden. Das Ministerium will nun mit einer Verschärfung der Düngeverordnung gegensteuern. Vor diesem Hintergrund gewinnt das neue Verfahren zusätzlich an Attraktivität. Seit September 2016 wird seine Praxistauglichkeit bei einem Schweinezüchter am Niederrhein getestet. Das Substrat könnte weltweit eingesetzt werden und dazu beitragen, das Ungleichgewicht der Nährstoffverteilung in den verschiedenen Regionen auf umweltverträgliche Weise zu verringern. Durch den Export würden zudem neue Arbeitsplätze entstehen. Für RWE wäre der Verkauf der Braunkohle für diese Art der stofflichen Verwertung ein neues Geschäftsfeld mit beachtlichem Potenzial.

1.3 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Trotz robuster Konjunktur bleiben die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für RWE schwierig. Die Preise für Energierohstoffe und Strom liegen nach wie vor weit unter dem Niveau, das sie vor einigen Jahren hatten. Wer sich 2016 am deutschen Großhandelsmarkt für das folgende Kalenderjahr mit Grundlaststrom eindeckte, musste nur durchschnittlich 27 €/MWh bezahlen – so wenig wie seit über zehn Jahren nicht. Allerdings zeigte sich im Jahresverlauf ein leichter Aufwärtstrend. Impulse kamen dabei von einer Erholung der Steinkohlepreise. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir den Strom aus unseren Kraftwerken größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Die Margen, die wir bei solchen Terminkontrakten für 2016 erzielten, lagen insgesamt deutlich unter dem Vorjahresniveau.

Wirtschaftsleistung der Eurozone um 1,7% gestiegen.

Nach ersten Schätzungen für 2016 lag die globale Wirtschaftsleistung um etwa 2,5% über der des Vorjahres. Für die Eurozone wird ein Wachstum von 1,7% veranschlagt. In Deutschland, der größten Volkswirtschaft des Währungsraums, ist das Bruttoinlandsprodukt (BIP) wohl um etwa 2% gestiegen. Konjunkturmotoren waren hier der robuste private Verbrauch und gestiegene Staatsausgaben. Die Niederlande kamen auf ein ähnliches Expansionstempo wie Deutschland, während Belgien nicht ganz Schritt halten konnte. Großbritannien, unser größter Markt außerhalb der Eurozone, hat nach aktuellen Daten ein Plus von ebenfalls 2% erreicht, das zum großen Teil dem expandierenden Dienstleistungssektor zuzurechnen ist. Allerdings erhielt die Konjunktur des Landes durch das Brexit-Votum einen leichten Dämpfer. In unseren wichtigsten zentralosteuropäischen Märkten scheint sich die positive Entwicklung des Vorjahres fortgesetzt zu haben. Aktuell verfügbare Daten lassen darauf schließen, dass das BIP in Tschechien und Polen um jeweils 2,5% gestiegen ist und in Ungarn um 2%. In der Slowakei könnte es sich sogar um 3,5% erhöht haben.

Witterung etwas kühler als 2015. Während sich bei Industrieunternehmen vor allem die wirtschaftliche Entwicklung auf den Energieverbrauch auswirkt, wird dieser bei Haushalten in starkem Maße von den Witterungsverhältnissen beeinflusst: Je niedriger die Außentemperaturen, desto mehr Energie wird zum Heizen benötigt. Meteorologische Aufzeichnungen für 2016 belegen, dass in nahezu ganz Europa relativ milde Witterung herrschte. Die Durchschnittstemperaturen in unseren Kernmärkten bewegten sich etwas über dem jeweiligen Zehnjahresmittel. Gegenüber 2015 fielen sie aber zumeist niedriger aus. Vor allem das vierte Quartal war vergleichsweise kühl.

Neben dem Energieverbrauch unterliegt auch die Stromerzeugung Wettereinflüssen, insbesondere die aus regenerativen Quellen. Beispielsweise hängt die Auslastung von Windkraftanlagen davon ab, wie hoch das Windaufkommen ist. Das vergangene Jahr war an den meisten Erzeugungsstandorten von innogy windschwächer als 2015. Dies traf vor allem auf Großbritannien, Deutschland und die Niederlande zu. Auch die Laufwasserkraftwerke von innogy, von denen sich die meisten in Deutschland befinden, sind Wettereinflüssen ausgesetzt. Ihre Erzeugung richtet sich u. a. nach den Niederschlags- und Schmelzwassermengen. Im Gegensatz zu den Windkraftanlagen waren die deutschen Laufwasserkraftwerke insgesamt besser ausgelastet als 2015.

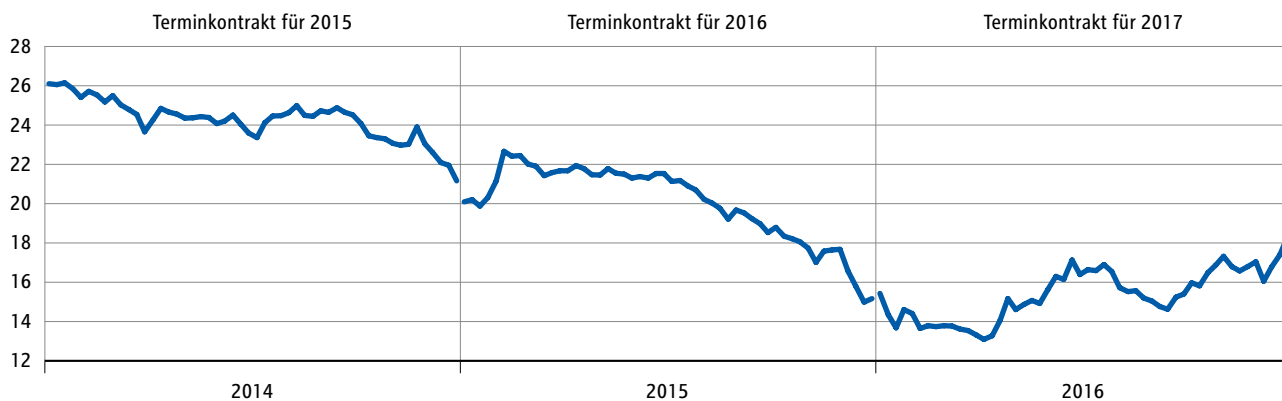
Höherer Energieverbrauch in den RWE-Kernmärkten.

Das Wirtschaftswachstum und die gegenüber 2015 etwas kühlere Witterung regten den Energieverbrauch in unseren Kernmärkten an, während der Trend zur sparsameren Nutzung von Energie gegenläufigen Einfluss hatte. Beim Vergleich der Verbrauchsmengen mit denen des Vorjahres kommt außerdem zum Tragen, dass 2016 als Schaltjahr einen zusätzlichen Tag enthielt. Nach vorläufigen Berechnungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) blieb die deutsche Stromnachfrage gegenüber 2015 unverändert. Expertenschätzungen für die Niederlande und Großbritannien deuten dagegen auf gestiegene Verbräuche hin. In den osteuropäischen Märkten Polen, Slowakei und Ungarn dürfte gleich viel oder mehr Strom eingesetzt worden sein als 2015.

Vergleichsweise dynamisch entwickelte sich die Nachfrage nach Gas. Dabei kam der witterungsbedingt höhere Heizwärmebedarf zum Tragen. Außerdem ist Gas preisgünstiger geworden und wurde deshalb wieder verstärkt zur Erzeugung von Strom genutzt. Nach Erhebungen des BDEW lag der deutsche Gasverbrauch 2016 um 9% über dem des Vorjahres. Großbritannien kommt nach vorliegenden Daten sogar auf ein Plus von 14%. Für die Niederlande und Tschechien wird ein Anstieg um 5% veranschlagt.

Ein-Jahres-Terminpreise für Gas am Großhandelsmarkt TTF

in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

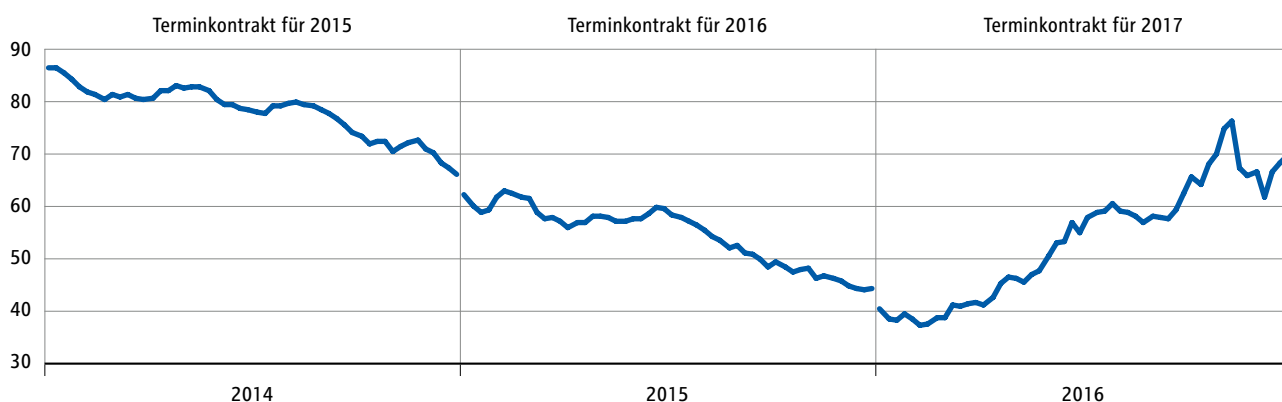
Niedrigere Gaspreise im Großhandel und im Endkunden-

geschäft. Das Preisniveau im europäischen Gashandel war 2016 wesentlich niedriger als im Jahr zuvor. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, lagen die Spotnotierungen im Jahresdurchschnitt bei 14 €/MWh. Das sind 6 € weniger als 2015. Im TTF-Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das folgende Kalenderjahr (Forward 2017) mit durchschnittlich 15 €/MWh abgerechnet. Zum Vergleich: Für den Forward 2016 waren 2015 noch 20 € bezahlt worden. Die Baisse am Gasmarkt spiegelte sich in den Endkundenpreisen wider. Allerdings reagieren die Privatkundentarife

typischerweise mit einigem Zeitverzug auf die Entwicklung im Großhandel. Nach aktueller Datenlage hat sich Gas in Deutschland für Privathaushalte um 3% und für Industriekunden um 15% verbilligt. In Großbritannien und Tschechien zeigte sich ein ähnliches Bild: Die Privatkundentarife sind in diesen Ländern um schätzungsweise 6% bzw. 2% gesunken und die Entgelte für Industrieunternehmen um 16% bzw. 15%. In den Niederlanden mussten Haushalte und Industrie gegen den Trend am Großhandelsmarkt geringfügig mehr bezahlen als 2015. Grund dafür ist, dass sich die Belastungen aus Steuern und Abgaben erhöht haben.

Ein-Jahres-Terminpreise für Steinkohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen

in US\$/Tonne (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

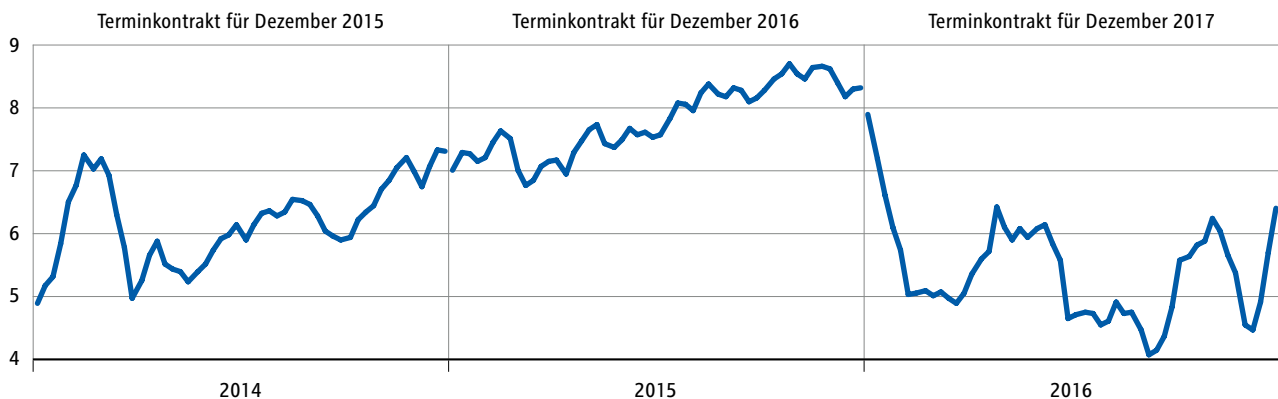
Steinkohlepreise: Leichte Erholung nach Rekordtief zu Jahresbeginn.

Die Notierungen im internationalen Steinkohlehandel fielen Anfang 2016 auf ein neues Rekordtief, zeigten dann aber eine deutliche Aufwärtstendenz. Kohleinfuhren über die sogenannten ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) wurden am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit jahresdurchschnittlich 60 US\$/Tonne (54 €) abgerechnet. Das sind 3 US\$ mehr als 2015. Der Forward 2017 (Index API 2) handelte mit 54 US\$/Tonne knapp unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Steinkohle hat sich in den vergangenen Jahren stark verbilligt, weil zahlreiche Länder Förderkapazitäten aufgebaut haben und die Nachfrageentwicklung nicht Schritt halten konnte. Allerdings sorgten staatliche Beschränkungen der chinesischen Kohleproduktion dafür, dass sich die Notierungen 2016 wieder

etwas erholten. Eine wichtige Preiskomponente im internationalen Steinkohlehandel sind die Frachtraten, also die Kosten für den Überseetransport. Diese liegen heute ebenfalls weit unter dem Niveau früherer Jahre. Hintergrund ist, dass auch in der Frachtschifffahrt hohe Überkapazitäten aufgebaut worden sind und sich Treibstoffe verbilligt haben. Für die Standardroute von Südafrika nach Rotterdam wurden 2016 jahresdurchschnittlich 4 US\$/Tonne in Rechnung gestellt, gegenüber 5 US\$ im Vorjahr. Ähnlich wie die Steinkohlepreise haben auch die Frachtraten zu Jahresbeginn eine Talsohle erreicht und sich danach etwas erholt. Preiserhöhend wirkte, dass Treibstoffe wieder teurer geworden sind und konjunkturbedingt mehr Transportleistung nachgefragt wurde. Außerdem sind in steigendem Maße unrentable Schiffe verschrottet worden.

Terminpreise für CO₂-Emissionsrechte (EU Allowances)

in €/Tonne CO₂ (Wochendurchschnittswerte)



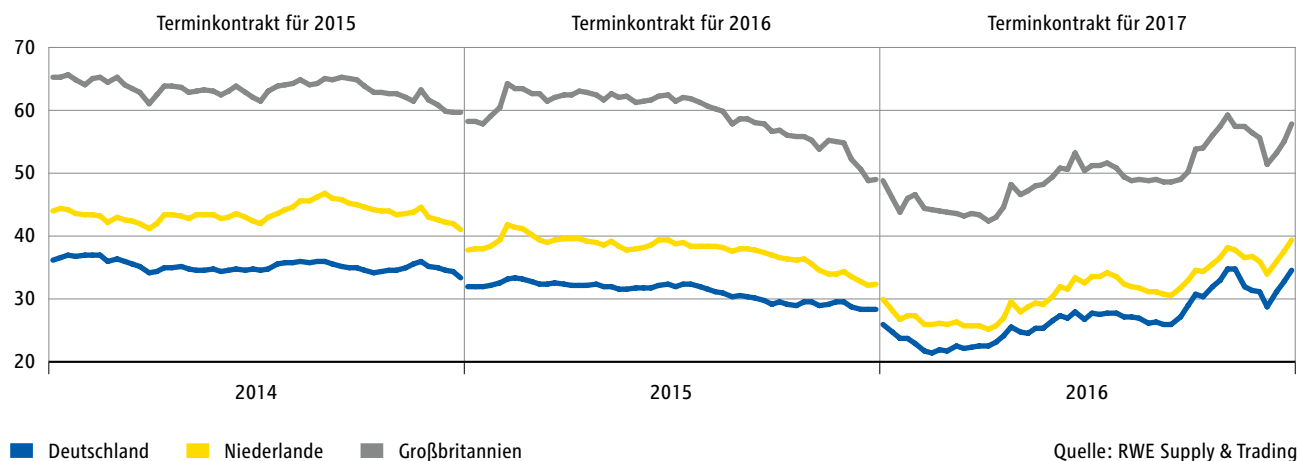
Quelle: RWE Supply & Trading

Rückkehr der Baisse im CO₂-Emissionshandel. Im europäischen Handel mit CO₂-Emissionsrechten haben die Preise nach längerem Aufwärtstrend wieder nachgegeben. Eine European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigt, wurde 2016 mit durchschnittlich 5 € abgerechnet. Der Wert bezieht sich auf Terminkontrakte, die im Dezember 2017 fällig werden. Zum Vergleich: 2015 kostete die EUA in Kontrakten für Dezember 2016 durchschnittlich 8 €. Experten bringen den Preisverfall im Emissionshandel mit der Entwicklung der Stromnotierungen in Verbindung, die zu Jahresbeginn neue Tiefststände erreichten. Es wird vermutet, dass zahlreiche Versorger des-

halb ihre Stromterminverkäufe zurückgefahren und dementsprechend weniger CO₂-Emissionsrechte nachgefragt haben. Hinzu kam, dass die Marktbedingungen von Gaskraftwerken besser geworden sind und sich der Anteil dieser relativ emissionsarmen Erzeugungstechnologie an der Stromproduktion vergrößert hat. Auch dies minderte den Bedarf an EUAs. Darüber hinaus sorgte das Brexit-Votum für Verunsicherung: Sollte Großbritannien aus dem Europäischen Emissionshandelssystem ausscheiden, würden die dort ansässigen Unternehmen größere Mengen nicht mehr benötigter Emissionsrechte an den Markt bringen und die Preise damit unter Druck setzen.

Ein-Jahres-Terminpreise für Grundlaststrom am Großhandelsmarkt

in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)

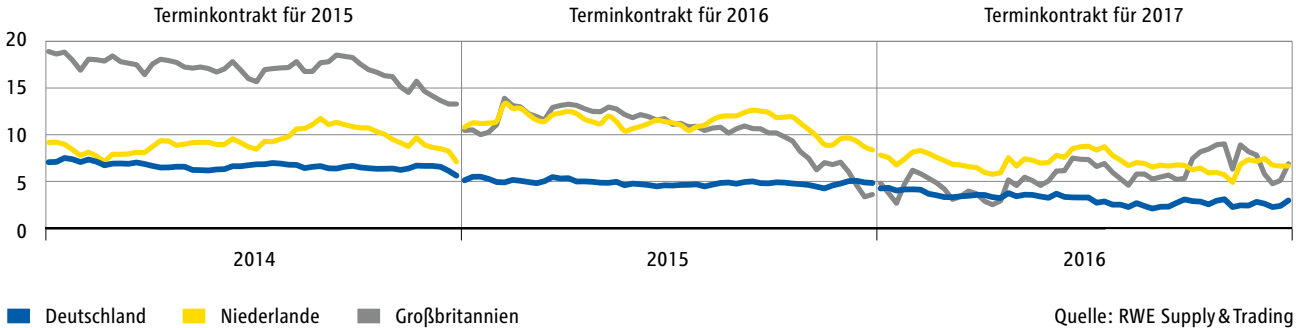


Weiterhin niedrige Notierungen im Stromgroßhandel. In Deutschland ist die Preisentwicklung im Stromgroßhandel in starkem Maße von den steigenden Stromeinspeisungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz geprägt. Diese verdrängen konventionelle Erzeugungsanlagen und mindern die am Markt erzielbaren Preise. Hinzu kommt, dass Steinkohlekraftwerke, die traditionell einen hohen Einfluss auf die Strompreisbildung haben, ihren Strom wegen niedriger Brennstoffkosten zu sehr günstigen Konditionen anbieten können. Aufgrund dieser Faktoren liegen die aktuellen Notierungen am deutschen Stromgroßhandelsmarkt weit unter dem Niveau, das sie noch vor einigen Jahren hatten. Auch gegenüber 2015 haben sie sich verringert, wenn auch nur leicht. Der Spotpreis für das Grundlastprodukt lag im vergangenen Jahr bei durchschnittlich 29 €/MWh und damit 3 € unter dem Vorjahreswert. Im Terminhandel fielen die Notierungen zu Jahresbeginn auf neue Tiefststände, ehe sie – getrieben von der Entwicklung an den Steinkohlemärkten – wieder etwas anzogen. Der Grundlast-Forward 2017 kostete im Jahresdurchschnitt 27 €/MWh. Zum Vergleich: 2015 war der Forward 2016 noch mit 31 € gehandelt worden.

In Großbritannien, unserem zweitwichtigsten Erzeugungsmarkt, haben Gaskraftwerke einen wesentlich größeren Anteil an der Stromproduktion als in Deutschland und damit einen stärkeren Einfluss auf den Preis. Deshalb und wegen der seit April 2013 erhobenen CO₂-Steuer sind die Notierungen dort vergleichsweise hoch. Im vergangenen Jahr wurde Grundlaststrom am britischen Spotmarkt mit durchschnittlich 40 £/MWh (49 €) abgerechnet; das ist genauso viel wie 2015. Der Forward 2017 lag mit 41 £/MWh (50 €) um 2 £ unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Wegen der Abwertung des britischen Pfunds fiel der Preisrückgang in Euro deutlicher aus (siehe Grafik oben).

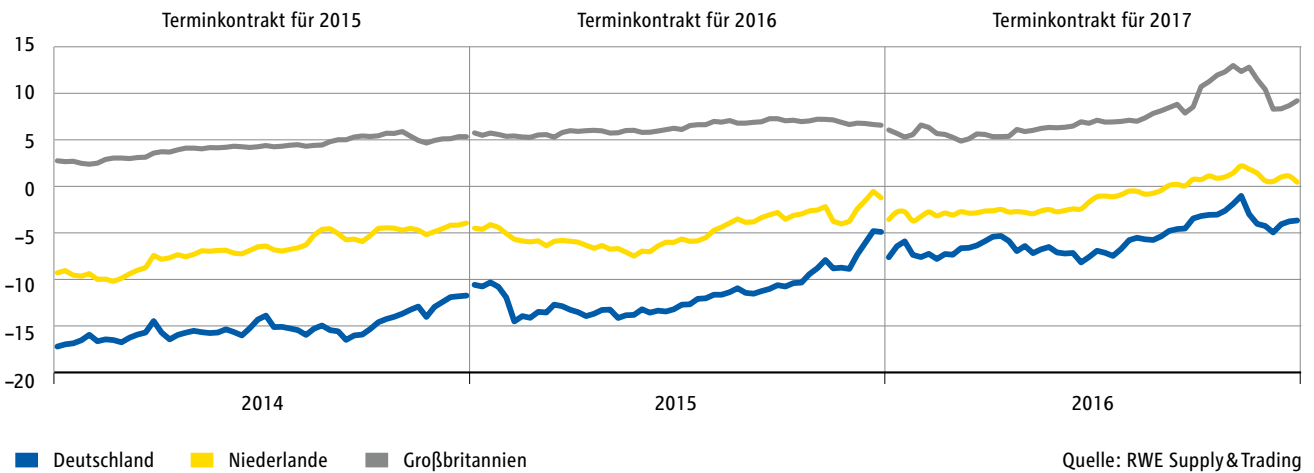
In den Niederlanden, wo wir unsere drittgrößte Erzeugungsposition haben, spielen Gaskraftwerke bei der Strompreisbildung ebenfalls eine wichtige Rolle. Gleichzeitig drücken deutsche Stromexporte das Preisniveau. Grundlaststrom kostete am niederländischen Spotmarkt durchschnittlich 32 €/MWh. Gegenüber 2015 hat er sich um 8 € verbilligt. Der Forward für 2017 wurde mit 31 €/MWh gehandelt und damit 7 € unter dem Preis, der im Vorjahr für den Forward 2016 bezahlt worden war.

Clean Dark Spreads¹ im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



1 Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Steinkohle und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 35% bis 37%; mitberücksichtigt sind die britische CO₂-Steuer und die zum 1. Januar 2016 abgeschaffte niederländische Kohlesteuer.

Clean Spark Spreads¹ im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



1 Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Gas und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 49% bis 50%; mitberücksichtigt ist die britische CO₂-Steuer.

Anhaltender Margendruck in der Stromerzeugung. Die Margen unserer konventionellen Kraftwerke ergeben sich, indem man vom Preis je produzierte Einheit Strom die Kosten (inklusive Steuern) der dafür benötigten Menge an Brennstoff und CO₂-Emissionsrechten abzieht. Den Brennstoff für unsere Steinkohle- und Gaskraftwerke beschaffen wir i. d. R. an liquiden Märkten zu den jeweils aktuellen Konditionen. Die Erzeugungskosten dieser Anlagen können daher stark schwanken. Steinkohle- und Gaskraftwerke betreiben wir vor allem in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden. Ihre Margen werden als Clean Dark Spreads (Steinkohle) und Clean Spark Spreads (Gas) bezeichnet.

Die beiden Abbildungen oben zeigen, wie sich die Margen in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten seit 2014 entwickelt haben. Abgestellt wird auf Termintransaktionen für das jeweils nächste Jahr. Legt man Jahresdurchschnittswerte zugrunde, waren die Clean Dark Spreads, die 2016 für das folgende Jahr erzielt werden konnten, niedriger als 2015. Insbesondere in Großbritannien und den Niederlanden gab es deutliche Rückgänge. Die Margen der Gaskraftwerke haben sich 2016 dagegen weiter erholt. Auftrieb erhielten sie vor allem in der zweiten Jahreshälfte. In Großbritannien überflügelten sie die Margen der Steinkohlekraftwerke. In Deutschland und den Niederlanden lagen sie dagegen weiterhin deutlich unter diesen.

In der Stromerzeugung aus Kernenergie und Braunkohle sind die Brennstoffkosten generell stabiler, auch bei RWE. Unseren Uranbedarf decken wir mittels langfristiger Verträge zu festen Konditionen. Außerdem macht die Brennstoffbeschaffung in der Kernenergie generell nur einen sehr geringen Teil der gesamten Erzeugungskosten aus. Braunkohle fördern wir aus eigenen Tagebauen. Für sie gibt es wegen begrenzter Handelbarkeit keine aussagefähigen Marktpreise. Aufgrund ihrer relativ stabilen Brennstoffkosten entwickeln sich die Margen der Kern- und Braunkohlekraftwerke i. d. R. parallel zu den Großhandelsstrompreisen. In den vergangenen Jahren sind sie daher stark gefallen.

RWE-Strom aus Braunkohle und Kernkraft für durchschnittlich 35 €/MWh abgesetzt. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir den Strom aus unseren Kraftwerken größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Von solchen Terminkontrakten für 2016, die wir bis zu drei Jahre im Voraus abgeschlossen hatten, hing daher ab, welche Erträge wir im Berichtsjahr mit unseren Kraftwerken erzielen konnten. Unsere Stromproduktion von 2016 verkauften wir insgesamt zu einem niedrigeren Preis als die des Vorjahres. Für Strom aus unseren deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken erzielten wir durchschnittlich 35 €/MWh

(Vorjahr: 41 €/MWh). Die Erträge aus diesen Anlagen waren somit deutlich niedriger als 2015. Bei unseren Steinkohle-, vor allem aber unseren Gaskraftwerken standen den strompreisbedingten Erlöseinbußen Entlastungen infolge niedrigerer Brennstoffkosten gegenüber.

Strom-Endkundengeschäft: Uneinheitliche Preisentwicklung in den Vertriebsmärkten von innogy. Die Strompreisentwicklung im Endkundengeschäft wird nicht nur durch die Großhandelsnotierungen beeinflusst, sondern auch durch Netzkosten, Umlagen und Steuern. Das gilt vor allem für Haushalte. In Deutschland, wo der Anteil dieser Preiskomponenten immer größer wird, haben sich die Stromentgelte für Privat- und Industriekunden im vergangenen Jahr leicht erhöht. Für britische Haushalte blieben die Preise stabil, für die britische Industrie sind sie geringfügig gestiegen. In den Niederlanden führten Steuersenkungen dazu, dass Haushalte etwa 15% und Industrieunternehmen etwa 11% weniger bezahlen mussten. In unseren osteuropäischen Strommärkten war folgende Entwicklung zu beobachten: In Polen und Ungarn verringerten sich die Privatkundentarife etwas, während sie in der Slowakei leicht anstiegen. Für Industrieunternehmen hat sich Strom in allen drei Ländern verbilligt: Die geschätzten Preisrückgänge liegen in der Slowakei bei 3%, in Polen bei 5% und in Ungarn bei 13%.

1.4 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Der Klimaschutz stand auch 2016 ganz oben auf der energiepolitischen Agenda. Im November 2016 trat das Pariser Abkommen zur Begrenzung der globalen Erwärmung in Kraft, nachdem es die großen Industrienationen ratifiziert hatten. Auf EU-Ebene widmete sich die Politik der Frage, wie das europäische Emissionshandelssystem gestärkt werden kann, während die deutsche Regierung im Klimaschutzplan 2050 konkretisierte, mit welchen Maßnahmen die nationalen Ziele zur Senkung des Treibhausgasausstoßes erreicht werden sollen. In Deutschland war auch die Kernenergie ein beherrschendes Thema. Im Dezember verabschiedeten Bundestag und Bundesrat ein Gesetz, das die Verantwortung für die Entsorgung neu aufteilt: Künftig wird der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernehmen. Die Mittel dafür erhält er aus einem Fonds, den die Kraftwerksbetreiber dotieren. Die Regelung ist sachgerecht, bedeutet für RWE aber eine gewaltige finanzielle Kraftanstrengung.

Pariser Klimaschutzabkommen nimmt letzte Hürden. Am 4. November 2016, knapp ein Jahr nach der Pariser Klimakonferenz, ist das dort vereinbarte globale Abkommen zur Bekämpfung der Erderwärmung in Kraft getreten. Voraussetzung dafür war, dass mindestens 55 Staaten es ratifizieren, die für mindestens 55 % des weltweiten Ausstoßes von Treibhausgasen verantwortlich sind. Im September hatten mit den USA und China die beiden größten Emittenten den Weltklimavertrag ratifiziert. Deutschland zog im Oktober nach. Der Vertrag ist die völkerrechtlich bindende Nachfolgevereinbarung zum Kyoto-Protokoll von 1997, das 2020 ausläuft. Er sieht vor, dass der Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter zwei Grad Celsius – wenn möglich auf 1,5 Grad Celsius – begrenzt werden soll. Außerdem setzt sich die Weltgemeinschaft zum Ziel, noch in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts ein Gleichgewicht zu erreichen zwischen dem Ausstoß von Treibhausgasen und deren Absorption, beispielsweise durch Meere und Wälder oder durch die Erdeinlagerung von CO₂. Eine Nutzung fossiler Brennstoffe wäre dann nur noch insoweit möglich, als die Emissionen neutralisiert werden können. Zur Erreichung dieser Ziele haben die Vertragsstaaten Zusagen über nationale Emissionsminderungen gemacht. Diese sollen alle fünf Jahre überprüft und möglichst in Richtung ambitionierterer Werte angepasst werden. Armen Ländern sichert der Vertrag finanzielle Unterstützung zu: Sie sollen Hilfen für Maßnahmen zum Klimaschutz und zur Anpassung an die Erderwärmung erhalten.

EU-Parlament tritt für Stärkung des Emissionshandelssystems ein. Der Klimaschutz nach 2020 war auch auf EU-Ebene eines der zentralen energiepolitischen Themen. Breiten Raum nahm dabei die künftige Ausgestaltung des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) ein. Bereits Mitte 2015 hatte die EU-Kommission einen Richtlinien-Entwurf vorgelegt, der darauf abzielt, das ETS auf die europäischen Treibhausgasminderungsziele für 2030 auszurichten. Im vergangenen Jahr haben sich der Industrieausschuss und der Umweltausschuss des EU-Parlaments intensiv mit dem Thema befasst und eigene Vorschläge gemacht. Auf Basis des Kommissionsentwurfs und der Ausschussempfehlungen

hat das Parlament im Februar 2017 seine Pläne zur Reform des ETS verabschiedet. Sie sind teilweise deutlich ehrgeiziger als die der Kommission. So will das Parlament den bestehenden Zertifikatüberschuss im Markt zügiger abbauen. Erreicht werden soll das dadurch, dass pro Jahr doppelt so viele überschüssige Zertifikate wie bisher vorgesehen in die sogenannte Marktstabilitätsreserve überführt werden. Diese war 2015 von der EU beschlossen worden; sie wird ab 2019 zum Einsatz kommen, um eine flexiblere Steuerung des Angebots an Emissionsrechten zu ermöglichen (siehe Geschäftsbericht 2015, Seite 33). Außerdem tritt das Parlament dafür ein, dass in der vierten Emissionshandelsperiode von 2021 bis 2030 insgesamt 800 Mio. Zertifikate aus der Reserve gelöscht werden. Wie bereits von der Kommission vorgeschlagen, soll die Menge der an den Markt abgegebenen CO₂-Zertifikate während der vierten Handelsperiode um jährlich 2,2% statt wie derzeit um 1,74% gesenkt werden. Bei der Zuteilung kostenloser Emissionsrechte an energieintensive Unternehmen will das Parlament großzügiger verfahren als die Kommission, um die Kostennachteile der Industrie gegenüber Konkurrenten aus Drittländern zu begrenzen.

Mit dem Parlamentsbeschluss ist der legislative Prozess noch nicht beendet. Erst wenn sich der Umweltministerrat und das Parlament auf eine gemeinsame Position verständigt haben, wird die Reform des Emissionshandelssystems wirksam.

EU legt Reformpaket für mehr Energieeffizienz und bessere Marktintegration von Ökostrom vor. Ende November 2016 hat die EU-Kommission einen umfangreichen Katalog zur Neugestaltung des Energierechts in der kommenden Dekade vorgelegt. Im sogenannten „Winterpaket“ enthalten sind u. a. Vorschläge zur Reform der Richtlinien für die Förderung erneuerbarer Energien und für die Energieeffizienz sowie der Entwurf einer neuen Strommarkt-Verordnung. Mit dem Paket will die EU-Kommission den Energiebinnenmarkt stärken und sicherstellen, dass die 2014 vom Europäischen Rat beschlossenen Klima- und Energieziele für 2030 erreicht werden. Noch einen Schritt weiter geht die Kommission bei

der Energieeffizienz: Diese soll gegenüber einer normalen Entwicklung ohne zusätzliche Maßnahmen um 30% statt bisher 27% verbessert werden, u. a. durch verstärkte Gebäudesanierung. Die Kommission bekräftigt das Ziel, dass der Energiebedarf der EU 2030 zu 27% aus erneuerbaren Quellen gedeckt wird. Gleichzeitig will sie größeren Spielraum für Marktkräfte schaffen und u. a. den Einspeisevorrang für Ökostrom einschränken. Die Kommission tritt auch für eine verstärkte grenzüberschreitende Zusammenarbeit der Netzbetreiber ein, damit die nationalen Energiesysteme enger miteinander verzahnt und Schwankungen des Stromangebots besser abgefedert werden können. Mehr Wettbewerb auf dem Strommarkt soll helfen, die Kosten für die Bürger trotz Milliarden-Investitionen in Grenzen zu halten.

Darüber hinaus enthält das Winterpaket Vorgaben, an denen sich EU-Staaten orientieren müssen, wenn sie Kapazitätsmärkte einführen wollen. Kapazitätsmärkte sollen gewährleisten, dass trotz des Ausbaus der wetter- und tageszeitabhängigen erneuerbaren Energien stets genügend Strom vorhanden ist, um die Nachfrage zu decken. Kraftwerksbetreiber erhalten dabei zusätzlich zu den Erlösen aus der Erzeugung eine Vergütung dafür, dass ihre Kapazitäten verfügbar sind und somit zur Absicherung der Stromversorgung beitragen. Die Kommission spricht sich dafür aus, dass nur solche Kraftwerke an Kapazitätsmärkten teilnehmen dürfen, die höchstens 550 Gramm CO₂ je Kilowattstunde ausstoßen. Diese Schwelle soll zunächst nur für neue, ab 2025 dann aber für alle Anlagen gelten. Damit wären Kohlekraftwerke von Kapazitätsmärkten in der EU ausgeschlossen. Wir sehen dies als Rückschritt gegenüber der früheren Position der EU, dass Kapazitätsmärkte technologieoffen, diskriminierungsfrei und marktbasierend sein sollen. Unseres Erachtens sind diese Merkmale Voraussetzung dafür, dass der Kapazitätsbedarf zu den geringstmöglichen Kosten gedeckt wird.

Das Paket der EU-Kommission ist zunächst nur ein Vorschlag. Nun stehen Verhandlungen mit dem EU-Parlament und den Mitgliedstaaten an. Wirksam werden die Reformmaßnahmen wohl erst ab 2020.

Bundeskabinett beschließt Eckpfeiler der deutschen Klimaschutzpolitik. Nach zähem Ringen zwischen den Ministerien hat die Bundesregierung Mitte November 2016 den Klimaschutzplan 2050 vorgelegt. Er konkretisiert, mit welchen Maßnahmen und Strategien die deutschen Klimaschutzziele erreicht werden sollen. Diese sehen für 2030 eine Absenkung des Ausstoßes von Treibhausgasen um mindestens 55% gegenüber dem Stand von 1990 vor und für 2050 eine Reduktion um 80% bis 95%. Der Plan bricht die Klimaschutzziele auf einzelne Wirtschaftszweige herun-

ter. Demnach muss der Energiesektor seine Emissionen bis 2030 um mehr als 60% unter das Niveau von 1990 absenken. Sein Ausstoß von Treibhausgasen würde dann nur noch bei etwa 180 Mio. Tonnen liegen. Die Industrie soll die Hälfte und die Landwirtschaft ein Drittel ihrer Emissionen einsparen. Für den Gebäudesektor wird eine Reduktion um zwei Drittel und für den Verkehr um rund 40% angestrebt. Diese Ziele sollen allerdings noch einer umfassenden Folgenabschätzung unterzogen und gegebenenfalls angepasst werden. Im Klimaschutzplan werden erneuerbare Energien und Energieeffizienz als künftiger „Standard für Investitionen“ eingestuft, während sich der Anteil der Kohle im Energiemix schrittweise verringern soll. Nach dem Willen der Bundesregierung wird eine Kommission bis Ende 2018 einen Instrumentenkatalog zur Unterstützung des Strukturwandels in den vom Transformationsprozess betroffenen Branchen und Regionen entwickeln. Neben ökologischen hat sie dabei auch wirtschaftliche und soziale Aspekte zu berücksichtigen.

Der Klimaschutzplan soll regelmäßig fortgeschrieben werden, damit der technische Fortschritt und unvorhersehbare ökonomische Entwicklungen einfließen können. Bei der Weiterentwicklung des Plans setzt die Regierung auf einen breiten Dialog mit den betroffenen Unternehmen, Arbeitnehmervertretern, Verbänden und Nichtregierungsorganisationen. Auf Basis dieses Dialogs soll der Maßnahmenkatalog überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Deutschland schafft gesetzlichen Rahmen zur Ertüchtigung des Strommarktes für die Energiewende. Ende Juni 2016 hat der Deutsche Bundestag mit dem „Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes“ ein Maßnahmenpaket beschlossen, das die Zuverlässigkeit der Stromversorgung bei zunehmenden Wind- und Solarstrom einspeisungen langfristig sicherstellen soll. Der Bundesrat gab Anfang Juli grünes Licht. Die Gesetzesnovelle ist das Ergebnis eines langen Konsultationsprozesses zur Ausgestaltung des Strommarktes, in dessen Mittelpunkt die Frage stand, ob Deutschland dem Beispiel Großbritanniens und Frankreichs folgen und einen Kapazitätsmarkt einführen soll. Die Bundesregierung hat beschlossen, dies nicht zu tun, sondern lediglich die Funktionsfähigkeit des bestehenden Marktmodells zu verbessern. Dementsprechend werden mit dem Strommarktgesetz Beschränkungen der Preisbildung im Stromgroßhandel abgeschafft, das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem gestärkt, der Regelenergiemarkt für weitere Anbieter geöffnet, Anreize für mehr Flexibilität auf der Verbraucherseite geschaffen und die Markttransparenz verbessert. Zur Absicherung der Stromversorgung sieht das Gesetz vor, dass die bestehende Netzreserve („Winterreserve“) über das Jahr 2017 hinaus verlängert und zusätzlich eine Kapazitätsreserve

eingeführt wird. Letztere soll zunächst 2 GW betragen. Gedacht ist sie für Engpasssituationen, wenn es am Strommarkt nicht zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt.

Mit dem Strommarktgesetz ist auch die sogenannte „Sicherheitsbereitschaft“ von Braunkohlekraftwerken rechtlich verankert worden. Im Jahr 2015 hatte die Bundesregierung beschlossen, dass acht Braunkohleblöcke im Zeitraum von 2016 bis 2019 schrittweise vom Markt genommen und jeweils vier Jahre lang bis zu ihrer endgültigen Stilllegung für die letzte Absicherung der Stromversorgung genutzt werden. Die Betreiber der Anlagen erhalten dafür eine Vergütung, die sich an der Höhe der Erlöse orientiert, die der jeweilige Block im Normalbetrieb erzielt hätte, abzüglich der kurzfristig variablen Erzeugungskosten. Im Mai 2016 wurde die Maßnahme von der EU-Kommission beihilferechtlich genehmigt. Die Bundesregierung will damit die jährliche Emissionsbilanz um 12,5 Mio. Tonnen CO₂ verbessern. RWE wird fünf Kraftwerke der 300-MW-Klasse in die Sicherheitsbereitschaft überführen: zunächst die Blöcke P und Q in Frimmersdorf zum 1. Oktober 2017, zwölf Monate später die Blöcke E und F in Niederaußem und nach weiteren zwölf Monaten den Block C in Neurath.

Bundestag verabschiedet Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung. Am 15. Dezember 2016 hat der Deutsche Bundestag ein Gesetz verabschiedet, das die Verantwortung für die Entsorgung im Kernenergiebereich zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern neu aufteilt. Am Tag darauf gab auch der Bundesrat grünes Licht. Das Gesetz entspricht weitgehend den im April 2016 vorgelegten Empfehlungen der „Kommission zur Überprüfung der Finanzierung des Kernenergieausstiegs“, die von der Bundesregierung eingesetzt worden war. Künftig wird der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernehmen, während die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen verbleibt. Die auf den Bund übergegangenen Aufgaben werden aus einem Fonds finanziert, den die Kraftwerksbetreiber dotieren. Nach dem Gesetz müssen sie einen Grundbetrag von insgesamt 17,4 Mrd. € entrichten. Gegen Zahlung eines Aufschlags in Höhe von 35,47% bzw. 6,2 Mrd. € können sie sich von Haftungsrisiken aus etwaigen Kostensteigerungen befreien lassen. Daraus ergibt sich ein Gesamtbetrag von 23,6 Mrd. €. Die Zahlen beziehen sich auf den 1. Januar 2017. Nach dem Gesetz muss der Grundbetrag am 1. Juli 2017 entrichtet werden. Bis dahin soll er gegenüber dem Stand zum

1. Januar 2017 mit einem Jahreszins von 4,58% fortgeschrieben werden. Die Kraftwerksbetreiber können allerdings zwischenzeitlich geleistete Entsorgungsausgaben gegenrechnen lassen. Für den Risikoaufschlag ist eine Zahlungsfrist bis Ende 2022 vorgesehen; ausstehende Beträge sind ab Mitte 2017 mit ebenfalls 4,58% pro Jahr zu verzinsen. RWE hat sich entschieden, den gesamten Risikoaufschlag gemeinsam mit dem Grundbetrag am 1. Juli 2017 zu entrichten. In Summe werden damit rund 6,8 Mrd. € fällig.

Das Gesetz tritt in Kraft, sobald die EU es beihilferechtlich genehmigt hat. Dies wird voraussichtlich im Frühjahr 2017 der Fall sein. Darüber hinaus soll auf der Grundlage des Gesetzes ein öffentlich-rechtlicher Vertrag zwischen dem Bund und den Kernkraftwerksbetreibern geschlossen werden, der den Unternehmen Vertrauensschutz gewährt. Die Gespräche dazu waren bei der Aufstellung des Lageberichts noch nicht abgeschlossen.

Landesregierung legt Rahmen für Braunkohleförderung in Garzweiler II fest. Die nordrhein-westfälische Landesregierung hat Anfang Juli 2016 ihre Leitentscheidung zur künftigen Braunkohleförderung im Tagebau Garzweiler II bekannt gegeben. Darin hebt sie die langfristige Bedeutung der heimischen Braunkohle für eine sichere und bezahlbare Energieversorgung hervor. Dem Tagebau in Garzweiler bescheinigt sie, dass er auch nach 2030 energiewirtschaftlich notwendig ist. Eine solche Feststellung ist Grundvoraussetzung für die langfristige Fortführung der Braunkohleförderung. Allerdings wird das Abbaugebiet verkleinert. So soll auf eine Umsiedlung einiger Ortschaften verzichtet werden, darunter Holzweiler mit rund 1.500 Einwohnern. Vorgesehen ist auch, dass ein größerer als der übliche Abstand zwischen dem Abbaugebiet und Holzweiler eingehalten werden soll. Die planungsrechtlich genehmigten Kohlevorräte von Garzweiler II, die bisher auf 1,2 Mrd. Tonnen veranschlagt wurden, verringern sich damit um schätzungsweise ein Drittel. Für die Tagebaue Hambach und Inden sind keine solchen Beschränkungen vorgesehen: Die Landesregierung stuft sie als energiewirtschaftlich notwendig ein und bestätigt die bereits genehmigten Abbaugrenzen. Mit der Bekanntgabe der Leitentscheidung hat ein langwieriger Prozess seinen Abschluss gefunden, in den neben Bürgervertretern und RWE auch zahlreiche Interessengruppen und Experten einbezogen waren. Für RWE Power und die vielen Tausend Beschäftigten im rheinischen Braunkohlerevier bringt die Leitentscheidung Planungssicherheit. Sie muss nun im Rahmen eines mehrjährigen Braunkohleplanänderungsverfahrens umgesetzt werden.

Deutschland setzt auf eine wettbewerbsorientiertere Förderung der erneuerbaren Energien. Der Deutsche Bundestag hat am 8. Juli eine grundlegende Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) beschlossen, mit dem die Fördereffizienz erhöht und der Ausbau der Erzeugungskapazitäten besser an der vorhandenen Netzinfrastruktur ausgerichtet werden soll. Das neue EEG ist am 1. Januar 2017 in Kraft getreten, nachdem es die EU beihilferechtlich genehmigt hat. Betreiber von Neuanlagen werden im Regelfall nur noch dann eine Förderung erhalten, wenn sie sich in öffentlichen Ausschreibungen dafür qualifizieren. Bisher gab es für die Erzeugung von EEG-Strom die Garantie auf eine feste Einspeisevergütung. Dieses Recht wird nur bei kleineren Anlagen fortbestehen. Künftig gibt der Staat den gewünschten Kapazitätszubau vor und schreibt diese Menge aus. Potenzielle Investoren bieten mit einem bestimmten Förderbetrag, zu dem sie Teilmengen der ausgeschriebenen Leistung realisieren können. Die niedrigsten Gebote erhalten den Zuschlag, bis der gewünschte Zubau erreicht ist. Dieser soll für Onshore-Windkraft auf zunächst 2.800 MW und ab 2020 auf 2.900 MW pro Jahr beschränkt sein. Die Zahl ist als Bruttogröße zu verstehen, d. h., der Ersatz bestehender durch leistungsfähigere Anlagen ist eingerechnet. Für Offshore-Windparks strebt die Bundesregierung einen Zubau von durchschnittlich 730 MW pro Jahr an. Auf dem Gebiet der Photovoltaik wird die jährlich auszuschreibende Kapazität auf 600 MW begrenzt und bei Biomasse auf 150 bis 200 MW. Anlagenbetreiber, die sich erfolgreich um eine Förderung beworben haben, erhalten einen Betrag in Höhe ihres Auktionsgebots. Bei Onshore-Windkraftprojekten kann ein standortabhängiger Auf- oder Abschlag vorgenommen werden. Liegt der Preis, den die Anlagenbetreiber am Großhandelsmarkt für ihren Strom erzielen, unter dem genehmigten Fördersatz, erhalten sie eine Marktprämie in Höhe der Differenz. Das neue System erfüllt die Vorgabe der EU-Kommission, dass die Mitgliedstaaten die Förderung erneuerbarer Energien marktnäher gestalten und verstärkt auf wettbewerbliche Mechanismen wie Ausschreibungsverfahren setzen sollen.

Deutschland ändert Förderbedingungen für neue Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Neben dem EEG ist 2016 auch das deutsche Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) grundlegend reformiert worden, um den EU-Vorgaben für eine wettbewerbliche, marktnahe Förderung zu entsprechen. Die Änderungen sind am 1. Januar 2017 in Kraft getreten. Neue KWK-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung zwischen 1 MW und 50 MW müssen sich nun ebenfalls in Ausschreibungen für eine Förderung qualifizieren. Außerdem gilt für sämtliche Neuanlagen mit mehr als 100 kW, dass ihre Betreiber die Strom- und Wärmeerzeugung selbst vermarkten müssen und für den Eigenverbrauch von Strom i. d. R. keine

Mittel erhalten. Beim Einsatz fester Brennstoffe wie z. B. Kohle ist eine KWK-Förderung fortan gänzlich ausgeschlossen.

Bundesregierung verbessert Rahmenbedingungen für Netzinvestitionen. Anfang August hat die Bundesregierung eine Novellierung der Anreizregulierungsverordnung beschlossen, durch die sich die Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber verbessern sollen. Der Bundesrat hatte im Juli grünes Licht dafür gegeben. Kern der Reform ist, dass die Kosten der Finanzierung von Investitionen ohne Zeitverzug in den Erlösobergrenzen und damit auch in den Netzentgelten berücksichtigt werden. Dies war in der Vergangenheit nicht der Fall: Anlagevermögen und Kapitalkosten der Netzbetreiber wurden i. d. R. nur dann ermittelt, wenn die nächste fünfjährige Regulierungsperiode bevorstand. Da die Kostenermittlung mit zweijährigem Vorlauf erfolgte, konnte es bis zu sieben Jahre dauern, bis sich Investitionen in den Netzerlösen niederschlugen. Allerdings wurden auch abschreibungsbedingte Kapitalkostenminderungen nur zeitverzögert berücksichtigt (sogenannter Sockeleffekt). Wirksam werden soll die Reform zur kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode, die für Gasnetze am 1. Januar 2018 beginnt und für Stromnetze am 1. Januar 2019. Netzbetreiber profitieren von der Neuregelung, sofern ihre Investitionen höher sind als die Abschreibungen. Ist dies nicht der Fall, kann es zu Mindererlösen kommen. Nachteilig könnte sich die Reform auch für Unternehmen auswirken, die für bereits getätigte Investitionen den Nachteil der verspäteten Erlösanpassung hinnehmen mussten und auf die Vorteile aus dem Sockeleffekt vertrauten. Die Bundesregierung hat daher festgelegt, dass der Sockeleffekt für Investitionen der Jahre 2007 bis 2016 erst nach Ablauf der kommenden Regulierungsperiode wegfallen wird. Neben der unverzüglichen Anpassung der Kapitalkosten gewährleistet die neue Anreizregulierungsverordnung auch eine erhöhte Transparenz, indem sie den Regulierungsbehörden zusätzliche Veröffentlichungspflichten auferlegt.

Absenkung der Eigenkapitalzinsen für Netzinvestitionen in Deutschland. Mitte Oktober hat die Bundesnetzagentur bekannt gegeben, welche Eigenkapitalverzinsung den deutschen Netzbetreibern in der kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode ab 2018 (Gas) bzw. 2019 (Strom) zugestanden wird. Bei Netzanlagen, die nach 2005 aktiviert wurden (Neuanlagen), ist künftig ein Satz von 6,91 % (vor Körperschaftsteuer) anzuwenden und bei Altanlagen von 5,12 %. Derzeit sind 9,05 % bzw. 7,14 % erlaubt. Bei der Festlegung der Sätze ließ sich die Bundesnetzagentur von dem zuletzt stark gesunkenen Zinsniveau auf den Kapitalmärkten leiten.

Britisches Kartellamt will Wettbewerbsintensität im Vertrieb mit Privatkunden erhöhen. Das britische Kartellamt CMA (Competition and Markets Authority) hat Mitte 2016 die Ergebnisse seiner Analyse der Wettbewerbssituation im britischen Energiesektor veröffentlicht. Mit der Untersuchung war es zwei Jahre zuvor von der Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) beauftragt worden. In seinem Abschlussbericht stuft das CMA die nationalen Großhandelsmärkte als funktionsfähig ein. Auch gebe es keine Anhaltspunkte dafür, dass große Energieversorger durch vertikale Integration Wettbewerbsvorteile erzielen. Im Vertriebsgeschäft mit Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben sieht das Kartellamt dagegen Hinweise auf unzureichenden Wettbewerb. Dies betreffe insbesondere jene Marktteilnehmer, die sich nicht darum bemühen, durch den Abschluss eines neuen Vertrags günstigere Konditionen zu erlangen. Nach Berechnungen des CMA hat sich der jährliche Preisvorteil, den Kunden der sechs großen Energieversorger des Landes durch einen Anbieterwechsel erzielen können, von 164 £ im Jahr 2012 auf 330 £ im Jahr 2015 verdoppelt. Das Kartellamt will die Unternehmen daher dazu verpflichten, Ofgem über jene Kunden zu informieren, die Strom oder Gas seit mehr als drei Jahren auf Basis des gleichen Standardtarifs beziehen. Ofgem soll die Kundendaten allen Wettbewerbern zur Verfügung stellen, damit diese den betroffenen Personen Alternativangebote unterbreiten können. Derzeit laufen Vorarbeiten zur Umsetzung der Maßnahme, die allerdings bei Datenschützern auf Widerstand stößt. Eine weitere Vorgabe des Kartellamts besteht in einer Deckelung der Tarife für Kunden mit Spezialzählern, die eine Vorausbezahlung des Stroms per Geldkarte ermöglichen. Üblicherweise werden solchen Kunden etwas erhöhte Tarife in Rechnung gestellt, was die Versorger mit Mehraufwendungen begründen. Die Preiskappung gilt ab dem 1. April 2017 und ist auf drei Jahre befristet. Bei der Anzahl der angebotenen Tarife räumt das CMA den Vertriebsgesellschaften wieder größere Freiheit ein. Bisher durften einzelne Unternehmen nur mit maximal vier verschiedenen Strom- und vier verschiedenen Gastarifen am Markt präsent sein. Diese Beschränkung ist zum November 2016 aufgehoben worden.

Neues Fördersystem für erneuerbare Energien in Polen. Neben Deutschland hat auch Polen sein System zur Förderung erneuerbarer Energien grundlegend reformiert. Mitte 2016 trat ein neues Gesetz in Kraft, das die bisherige Subventionierung mit Grünstromzertifikaten durch ein auktionsgestütztes Verfahren ersetzt. Das neue Fördersystem ähnelt dem britischen. Der Staat schließt dabei mit Betreibern von Neuanlagen sogenannte „Contracts for Difference“ (CfD), die für die Dauer von 15 Jahren eine feste Vergütung garantieren. Liegt der Preis, den die Betreiber am Großhandelsmarkt erzielen, unter dieser Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet; liegt er darüber, werden spätere Vergütungen entsprechend gekürzt. Wer gefördert wird und wer nicht, entscheidet sich in Auktionen. Diese werden separat für verschiedene Kategorien von Projekten durchgeführt, wobei die Erzeugungstechnologie ein wichtiges Unterscheidungskriterium ist. Die polnische Regierung legt für einzelne Projektkategorien jährliche Förderbudgets fest. Für die 2017er-Auktionen ist dies im November 2016 geschehen. Die für Onshore-Windkraftvorhaben mit mehr als 1 MW verfügbaren Mittel wurden dabei so bemessen, dass mit ihnen nur rund 100 MW Erzeugungslleistung finanziert werden können. Eine technologieübergreifende Sonderregelung gilt für kleine Erzeugungseinheiten mit bis zu 40 kW: Sie erhalten vertriebspreisabhängige Zuschüsse für den ins Netz eingespeisten Strom, ohne sich dafür in Auktionen qualifizieren zu müssen. Betreiber bestehender Anlagen haben die Wahl, das alte Fördersystem über Grünstromzertifikate weiter zu nutzen oder durch die Teilnahme an einer Auktion in das neue CfD-Regime zu wechseln.

1.5 WESENTLICHE EREIGNISSE

Das vergangene Geschäftsjahr stand im Zeichen der organisatorischen Neuaufstellung des RWE-Konzerns. Ein Meilenstein war im April der operative Start unserer neuen Tochter innogy, in der wir das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb gebündelt haben. Im Oktober brachten wir innogy an die Börse. Mit großem Erfolg: Die Ausgabe neuer und der Verkauf bestehender innogy-Aktien führten zu Erlösen von 4,6 Mrd. €. Der Börsengang von innogy war damit der größte in Deutschland seit Ende 2000. Aber auch auf anderen Gebieten gab es Erfolge zu vermelden: In Großbritannien konnte sich nahezu die gesamte RWE-Kraftwerksflotte bei den britischen Kapazitätsmarkt-Auktionen für eine Prämienzahlung qualifizieren, und in den Niederlanden erhielten wir den Zuschlag für eine Förderung der Mitverbrennung von Biomasse in unseren Steinkohlekraftwerken. Im Folgenden stellen wir wesentliche Ereignisse dar, die 2016 und Anfang 2017 eingetreten sind. Dabei beschränken wir uns auf Vorgänge, die nicht bereits an anderer Stelle im Lagebericht ausführlich erläutert werden.

Ereignisse im Berichtsjahr

RWE bringt Geschäft mit erneuerbaren Energien, Netzen und Vertrieb an die Börse. Der RWE-Konzern hat 2016 einen tiefgreifenden Restrukturierungsprozess durchlaufen, mit dem er sich organisatorisch und finanziell für die aktuellen energiewirtschaftlichen Herausforderungen gerüstet hat. Im Zuge der Restrukturierung sind die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in einer neuen Tochtergesellschaft mit dem Namen innogy zusammengeführt und an die Börse gebracht worden. Ende 2015 hatte der RWE-Vorstand die Öffentlichkeit über das Vorhaben informiert. Der Aufsichtsrat gab in seiner Sitzung vom 11. Dezember grünes Licht. Bereits am 1. April 2016 nahm innogy – zunächst noch unter dem Namen „RWE International SE“ – die Geschäftstätigkeit auf. Einige Monate später folgte der Börsengang des Unternehmens: Am 7. Oktober wurde die Aktie von innogy erstmals an der Frankfurter Wertpapierbörse gehandelt. Der erste Kurs von 37,30 € lag über dem Platzierungspreis. Dieser war mit 36 € am oberen Ende der Preisspanne festgesetzt worden. Trotzdem war das Angebot mehrfach überzeichnet. Inklusiv der Titel, die durch Ausübung der Mehrzuteilungsoption (Greenshoe) an den Markt kamen, wurden 128.930.315 innogy-Aktien breit gestreut bei Investoren platziert. Davon stammen 73.375.315 aus dem Bestand der RWE AG und 55.555.000 aus einer Kapitalerhöhung von innogy. Die Bestandsverkäufe führten zu einem Zufluss von 2,6 Mrd. €, während innogy durch die Kapitalerhöhung 2,0 Mrd. € vereinnahmte. Der Anteil von RWE an innogy hat sich von 100% auf 76,8% verringert. Bei dem Platzierungspreis von 36 € und insgesamt 555.555.000 Aktien ergab sich für innogy zum Zeitpunkt des Börsengangs eine Marktkapitalisierung von 20 Mrd. €. Die Aktien des Unternehmens werden im regulierten Markt („Prime Standard“) der Frankfurter Wertpapierbörse unter den Wertpapierkennnummern DE000A2AADD2 (ISIN) und A2AADD (WKN) gehandelt.

Die neue Konzerngesellschaft innogy ist wie die RWE AG in Essen ansässig. Im vergangenen Jahr haben ihre knapp 41.000 Mitarbeiter einen Umsatz von mehr als 40 Mrd. € erwirtschaftet. Mit den erneuerbaren Energien, den Netzen und dem Vertrieb vereinigt innogy Geschäftsaktivitäten unter einem Dach, für die sich durch die Energiewende neue Chancen eröffnen. Der direkte Zugang zum Kapitalmarkt ermöglicht es der Gesellschaft, zusätzliche Mittel für Investitionen zu akquirieren. Die Erlöse aus der Kapitalerhöhung sollen überwiegend für Wachstumsprojekte verwendet werden. Der RWE AG bietet die neue Konzernstruktur den Vorteil einer größeren finanziellen Flexibilität, den sie nutzen kann, um die bei ihr verbliebenen Geschäftsfelder Konventionelle Stromerzeugung und Trading/Gas Midstream zu stärken und weiterzuentwickeln.

Geleitet wird innogy von einem sechsköpfigen Vorstandsteam mit Peter Terium an der Spitze. Terium war von Juli 2012 bis Oktober 2016 Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Dieses Amt hat er nach dem Börsengang niedergelegt, um sich ganz seinen Aufgaben bei innogy zu widmen. Finanzvorstand ist Dr. Bernhard Günther, der bis Oktober 2016 in gleicher Funktion für die RWE AG tätig war. Auch Uwe Tigges, der das Personalressort von innogy führt, kommt aus dem Vorstand der RWE AG. Er wird die RWE AG aber erst Ende April 2017 verlassen und sich bis dahin noch um ausstehende Mitarbeitertransfers zwischen beiden Unternehmen kümmern. Darüber hinaus gehören auch Dr. Hans Bünting, Hildegard Müller und Martin Herrmann dem Vorstand von innogy an. Sie tragen die operative Verantwortung für die erneuerbaren Energien (Bünting), die Netze (Müller) und den Vertrieb (Herrmann). Hans Bünting bekleidete zuvor das Amt des Vorsitzenden der Geschäftsführung bei unserer früheren Ökostromtochter RWE Innogy; Hildegard Müller war Hauptgeschäftsführerin des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und Martin Herrmann Vorsitzender der Geschäftsführung von RWE East.

Die RWE AG führt innogy als Finanzbeteiligung und übt ihren Einfluss ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung aus. Basis dafür ist eine Grundlagenvereinbarung zwischen beiden Unternehmen, die an die Stelle des zum 30. September 2016 gekündigten Beherrschungsvertrags getreten ist. Die Vereinbarung regelt das künftige Verhältnis zwischen den Gesellschaften und ihren Umgang miteinander. Sie legt fest, dass innogy in hohem Maße unabhängig und eigenverantwortlich agieren kann. Wir sehen darin eine wichtige Voraussetzung für eine optimale Bewertung des Unternehmens durch den Kapitalmarkt. Die RWE AG verpflichtet sich, bis Ende 2019 weder direkt noch über eine von ihr kontrollierte Gesellschaft mit innogy auf deren aktuellen Kerngeschäftsfeldern in Wettbewerb zu treten. Geschäfte zwischen beiden Seiten sollen zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen werden. Entsprechend der Vereinbarung hat innogy zudem den Großteil der Kapitalmarktschulden von RWE übernommen (siehe Seite 52 f.).

Rolf Martin Schmitz neuer Vorstandsvorsitzender der RWE AG – Markus Krebber übernimmt Finanzressort. Im Zuge des Börsengangs von innogy hat sich der Vorstand der RWE AG neu formiert. Mit Wirkung zum 15. Oktober 2016 hat der Aufsichtsrat Dr. Rolf Martin Schmitz zum Nachfolger von Peter Terium als Vorstandsvorsitzendem und Dr. Markus Krebber zum Nachfolger von Dr. Bernhard Günther als Finanzvorstand bestellt. Schmitz ist bereits seit 2009 Mitglied des Vorstands. 2012 wurde er zum stellvertretenden Vorsitzenden ernannt. Krebber rückte zum 1. Oktober 2016 in das Gremium auf. Seine bisherige Tätigkeit als Vorsitzender der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading führt Krebber bis auf Weiteres fort. Komplettiert wird die Führungsspitze der RWE AG durch Uwe Tigges, der dem Vorstand seit 2013 angehört und das Personalressort verantwortet. Wie bereits erwähnt, wird Tigges die RWE AG Ende April 2017 verlassen, um danach – wie Terium und Günther – ausschließlich für innogy tätig zu sein.

Kernenergieausstieg: Bundesverfassungsgericht spricht RWE Anspruch auf Entschädigung zu. Anfang Dezember hat das Bundesverfassungsgericht verkündet, dass die 2011 beschlossene Verkürzung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke in Teilen verfassungswidrig war. Die Richter gaben damit einer Beschwerde von RWE, E.ON und Vattenfall statt. Zwar habe der Gesetzgeber nach der Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima den Kernenergieausstieg beschleunigen dürfen, ohne damit zwangsläufig gegen geschützte Eigentumsrechte der Kraftwerksbetreiber zu verstoßen. Im konkreten Fall stünden den Unternehmen aber Entschädigungen zu. Ein solcher Anspruch bestehe zum einen für Erzeugungskontingente, die im Rahmen der ersten Atomausstiegsvereinbarung aus dem Jahr 2000 festgelegt wurden und wegen der 2011 eingeführten Abschalttermine nicht mehr genutzt werden können, und zum anderen für wertlos gewordene Investitionen, die die Kraftwerksbetreiber im Vertrauen auf die gesetzliche Laufzeitverlängerung von 2010 getätigt hatten. Der Gesetzgeber habe bis Mitte 2018 entsprechende Ausgleichsregelungen zu treffen. Wir veranschlagen unseren Kompensationsanspruch auf einen Betrag in dreistelliger Millionenhöhe.

Hintergrund der Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts war der mehrfache politische Kurswechsel auf dem Gebiet der Kernenergie. Im Jahr 2000 hatte sich die von SPD und Grünen geführte Bundesregierung mit den Versorgern auf eine Laufzeitverkürzung verständigt und ihnen Reststromkontingente zugesprochen. RWE erhielt dabei zusätzliche Mengen zum Ausgleich dafür, dass das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich wegen Genehmigungsfehlern nach nur zweieinhalbjährigem Betrieb vom Netz gehen musste. Die Reststrommengen wurden 2002 im Atomgesetz verankert. Die spätere Bundesregierung aus CDU/CSU und FDP legte 2010 eine Erhöhung der Mengen fest, machte diesen Schritt nach dem Atomunfall von Fukushima aber wieder rückgängig. Mit der 2011 verabschiedeten 13. Novelle des Atomgesetzes wurden für die einzelnen Anlagen außerdem konkrete Termine festgelegt, an denen sie spätestens abzuschalten sind. Aufgrund dieser Termine wird ein Teil unseres Stromkontingents für Mülheim-Kärlich ungenutzt verfallen. Das Gericht hat diesen Umstand als verfassungswidrigen Eingriff in unser Eigentum gewertet.

Großbritannien: RWE bei Kapazitätsauktion erfolgreich.

Bei der nach 2014 und 2015 dritten Auktion für den britischen Kapazitätsmarkt konnten sich im Dezember 2016 erneut fast alle teilnehmenden RWE-Kraftwerke für eine Prämienzahlung qualifizieren. Zusammen kommen sie auf eine gesicherte Leistung von 8,0 GW. Darunter sind die Gaskraftwerke Pembroke, Staythorpe, Little Barford, Didcot B und Great Yarmouth sowie das Steinkohlekraftwerk Aberthaw. Lediglich einige Kleinanlagen von RWE kamen nicht zum Zuge. Bei der Auktion waren insgesamt 69,8 GW Erzeugungskapazität vertreten. Qualifizieren konnten sich Anlagen mit 52,4 GW. Ihre Betreiber werden eine Prämie von 22,50 £ je Kilowatt dafür erhalten, dass ihre Anlagen im Zeitraum vom 1. Oktober 2020 bis 30. September 2021 verfügbar sind und zur Sicherheit der Stromversorgung beitragen. Bei Neuanlagen verlängert sich der Zeitraum auf bis zu 15 Jahre, wobei die Prämie für jedes Jahr aufs Neue gezahlt wird. Dies betrifft Erzeugungseinheiten mit einer Gesamtkapazität von 2,6 GW, darunter eine Kleinanlage von RWE. Da sich der bei der Auktion ermittelte Prämienbetrag auf das Preisniveau von Oktober 2015 bis April 2016 bezieht und mit dem britischen Verbraucherpreisindex fortgeschrieben wird, dürfte die tatsächliche Vergütung über 22,50 £ liegen.

In Großbritannien findet seit 2014 einmal im Jahr eine Kapazitätsauktion statt. Dabei wird eine festgelegte Menge gesicherter Erzeugungsleistung ersteigert. Alle Anbieter, die zum Zuge kommen, erhalten den gleichen Preis, nämlich denjenigen, bei dem die angebotene der nachgefragten Kapazität entspricht. Die Teilnahme an der Auktion ist freiwillig und technologieoffen. Nicht zugelassen sind Anlagen, die bereits auf anderem Wege gefördert werden. Die erste Kapazitätsauktion vom Dezember 2014 bezog sich auf den Zeitraum von Oktober 2018 bis September 2019. Da sich die Marktbedingungen für britische Steinkohlekraftwerke verschlechtert haben und die Regierung Versorgungsengpässe aufgrund einer frühzeitigen Stilllegung der Anlagen vermeiden will, hat sie beschlossen, den Start des Kapazitätsmarktes um ein Jahr vorzuverlegen. Deshalb ist Anfang 2017 eine vierte Auktion veranstaltet worden, die sich auf den Zeitraum von Oktober 2017 bis September 2018 bezieht (siehe Seite 40).

Niederlande: RWE qualifiziert sich für Förderung der Biomasse-Mitverbrennung.

In den Niederlanden hat sich RWE erfolgreich um eine staatliche Förderung der Mitverbrennung von Biomasse in den beiden Steinkohlekraftwerken Amer 9 und Eemshaven beworben. Bei zwei Ausschreibungen wurden uns 2016 insgesamt 2,6 Mrd. € bewilligt. Wir erhalten die Mittel für einen Zeitraum von acht Jahren. Sie sind so bemessen, dass bei Amer 9 ein Biomasseanteil von 80% erreicht werden kann und bei Eemshaven von etwa 15%. Die Förderung deckt zum einen die Mehrausgaben bei der Brennstoffbeschaffung ab; zum anderen finanzieren wir damit Maßnahmen zur Umrüstung der Kraftwerke. Wir planen, die benötigte Biomasse in Europa und Nordamerika zu beschaffen und dabei sicherzustellen, dass ihre Gewinnung nachhaltig ist. Damit entsprechen wir ethischen Vorgaben, die niederländische Nichtregierungsorganisationen für den Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung machen.

Schadensregulierung beim neuen Steinkohlekraftwerk in Hamm abgeschlossen.

Anfang Juli konnte die Regulierung des Versicherungsschadens am Block D unseres neuen Steinkohlekraftwerks in Hamm (Westfalen) einvernehmlich beendet werden. Die Versicherer haben uns daraufhin eine abschließende Entschädigungsleistung gewährt. Das Kraftwerk sollte ursprünglich über zwei Blöcke (D/E) verfügen, von denen nur Block E in Betrieb gegangen ist. Bei Block D waren noch in der Bauphase erhebliche Schäden aufgetreten, die seine Wirtschaftlichkeit beeinträchtigten. Vor diesem Hintergrund haben wir uns im Dezember 2015 dafür entschieden, den Block nicht mehr fertigzustellen (siehe Geschäftsbericht 2015, Seite 40).

Einigung zum Gasbezugsvertrag mit Gazprom.

Unsere für die Gasbeschaffung zuständige Konzerngesellschaft RWE Supply & Trading hat sich Ende Mai mit Gazprom über eine Anpassung der Konditionen ihres langfristigen Bezugsvertrags mit dem russischen Gaskonzern verständigt. Damit ist sichergestellt, dass der Kontrakt in den kommenden Jahren keine Ergebnisrisiken für uns birgt. Über die Details haben die Vertragspartner Stillschweigen vereinbart. Die einvernehmliche Regelung wurde im Vorfeld einer Preisrevision getroffen, die für Mitte 2016 terminiert war und durch die Einigung gegenstandslos geworden ist.

Qatargas wird Gaslieferant von RWE. Mit Qatargas, einem der weltweit größten Anbieter von verflüssigtem Erdgas (LNG), hat RWE Supply & Trading im Juni einen flexiblen Vertrag zum Bezug von LNG geschlossen. Vereinbart wurde, dass uns das im arabischen Emirat ansässige Unternehmen bis Ende 2023 jährlich bis zu 1,1 Mio. Tonnen Flüssiggas nach Nordwesteuropa liefert. Wir sehen den Kontrakt als gute Ergänzung unseres Gasbezugsportfolios.

Beteiligung an britischem Windkraftportfolio Zephyr veräußert. Ende Juli hat innogy ihre 33,3%-Beteiligung an der britischen Zephyr Investments Limited mitsamt einigen Gesellschafterdarlehen an einen Finanzinvestor verkauft. Zephyr ist 2003 gegründet worden. Die Gesellschaft besitzt und betreibt ein Portfolio aus 17 Windparks, davon 16 auf dem britischen Festland und einer vor der Küste von Wales (North Hoyle). Die Anlagen kommen zusammen auf eine Leistung von 391 MW. Mit dem Verkaufserlös sollen neue Projekte auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien finanziert werden.

Ereignisse nach Ablauf des Berichtsjahres

innogy übernimmt deutschen Solar- und Batteriespezialisten Belectric Solar & Battery. Unsere Tochter innogy ist ihrem Ziel, sich als internationaler Anbieter von Freiflächen-Solkraftwerken und Batteriespeichern aufzustellen, einen großen Schritt näher gekommen. Im Januar 2017 erwarb sie von der Belectric Holding die Belectric Solar & Battery Holding GmbH. Der Kaufpreis lag im hohen zweistelligen Millionen-Euro-Bereich. Belectric Solar & Battery entwickelt, baut und betreibt Freiflächen-Solkraftwerke. Regionale Schwerpunkte sind dabei Europa, der Nahe Osten, Nordafrika, Indien, Südamerika und die USA. Seit seiner Gründung im Jahr 2001 hat das Unternehmen mehr als 280 Freiflächen-Solkraftwerke und Dachanlagen errichtet, deren Kapazität sich auf über 1,5 GW summiert. Es verantwortet zudem den Betrieb und die Wartung von Solaranlagen mit mehr als 1,0 GW Gesamtleistung. Darüber hinaus konzentriert es sich auf die Entwicklung schlüsselfertiger Großbatteriespeicherlösungen.

Vierte Kapazitätsauktion in Großbritannien: Sämtliche RWE-Anlagen qualifiziert. Bei der vierten Auktion für den britischen Kapazitätsmarkt, die vom 31. Januar bis 3. Februar 2017 stattfand, haben wir erreicht, dass alle beteiligten RWE-Anlagen mit 7,9 GW gesicherter Leistung eine Prämie erhalten. Diese liegt allerdings mit 6,95 £ je Kilowatt weit unter dem Niveau, das sich bei den drei vorangegangenen

RWE steigt bei Luxemburger Versorger Enovos aus. Anfang März haben wir unseren 18,4%-Anteil am Luxemburger Energieversorger Enovos verkauft. Erworben wurde er von einem Konsortium unter der Führung des Großherzogtums Luxemburg und der Investmentgesellschaft Ardian. Ein Beweggrund für die Veräußerung war, dass wir nur begrenzten Einfluss auf die Geschäftspolitik des Unternehmens hatten.

innogy baut ungarischen Gasvertrieb aus. In Ungarn hat die innogy-Tochter MÁSZ zum 1. April die Industrie- und Geschäftskunden des zum italienischen ENI-Konzern gehörenden Gasversorgers TIGÁZ übernommen. Der Anteil von innogy am dortigen Gas-Wettbewerbsmarkt hat sich damit auf rund 10% erhöht. Der RWE-Konzern ist seit 2015 wieder im ungarischen Gasvertrieb aktiv; ein Jahr zuvor hatten wir unsere Minderheitsbeteiligung am Budapester Gasversorger FÖGÁZ an den staatlichen ungarischen Energiekonzern MVM verkauft. Grund dafür waren die ungünstigen Rahmenbedingungen im regulierten Endkundengeschäft.

Auktionen ergeben hatte. Die Vergütung wird für die Zeit vom 1. Oktober 2017 bis 30. September 2018 gewährt. An der Auktion haben Anbieter mit insgesamt 59,3 GW Erzeugungskapazität teilgenommen. Davon konnten sich Anlagen mit 54,4 GW für eine Prämienzahlung qualifizieren.

RWE kündigt Hybridanleihe über 250 Mio. CHF. Mitte Februar 2017 haben wir bekannt gegeben, dass wir unsere Hybridanleihe über 250 Mio. CHF zum 4. April 2017 kündigen werden. Die Anleihe war im November 2011 begeben worden. Sie hat einen Kupon von 5,25% und eine theoretische Laufzeit von etwas über 60 Jahren. RWE macht nun vom erstmaligen Kündigungsrecht Gebrauch. Damit nutzen wir den zusätzlichen finanziellen Spielraum, den wir durch den erfolgreichen Börsengang von innogy erhalten haben. Kurz nach unserer Ankündigung teilte die Ratingagentur Standard & Poor's mit, dass sie uns den sogenannten Equity Credit für alle sieben ausstehenden Hybridanleihen komplett entzieht, die Papiere also nicht mehr – wie bisher – zur Hälfte dem Eigenkapital zurechnet. Obwohl wir dadurch aus Sicht von Standard & Poor's einen höheren Verschuldungsgrad haben, nahm die Agentur keine Anpassung unseres Ratings (BBB-) vor und beließ den Ratingausblick bei „stabil“. Als Grund nannte sie u. a. den positiven Einfluss des Börsengangs von innogy auf unsere Finanzkraft.

1.6 ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

Neue Berichtsstruktur mit drei Segmenten. Wie auf Seite 37 f. dargelegt, haben wir große Teile unseres Geschäfts in der neuen Konzerngesellschaft innogy gebündelt und diese Anfang Oktober 2016 an die Börse gebracht. Seither halten wir 76,8% an innogy und führen die Gesellschaft als Finanzbeteiligung. Das hat Auswirkungen auf unsere Segmentstruktur: Im Geschäftsbericht 2016 unterscheiden wir die folgenden drei Segmente (Unternehmensbereiche): Konventionelle Stromerzeugung, Trading/Gas Midstream und innogy. Neu ist das letztgenannte Segment: Es umfasst die früheren Unternehmensbereiche Erneuerbare Energien, Netze/Beteiligungen/Sonstige und Vertrieb, die in den Zwischeninformationen des vergangenen Jahres separat gezeigt wurden. Vor 2016 basierte die Berichterstattung noch auf sieben Unternehmensbereichen (siehe Geschäftsbericht 2015, Seite 42 f.). Um die Vergleichbarkeit der 2016er-Zahlen mit denen des Vorjahres zu gewährleisten, haben wir Letztere in die neue Struktur überführt.

Die drei Segmente im vorliegenden Konzernabschluss umfassen folgende Aktivitäten:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** In diesem Segment ist unser Stromerzeugungsgeschäft mit konventionellen Kraftwerken zusammengefasst. Außerdem gehören dazu die Braunkohleförderung von RWE Power im Rheinland und die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. Seit 2016 erfassen wir hier auch unsere Mehrheitsbeteiligung an der auf die Förderung und Verstromung von Braunkohle spezialisierten Mátra in Ungarn (2015 noch im Bereich Zentralost-/Südosteuropa) und das schottische Biomassekraftwerk Markinch (2015 noch im Bereich Erneuerbare Energien). Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst. Gesteuert werden all diese Aktivitäten von RWE Generation.
- **Trading/Gas Midstream:** Dieses Segment deckt das Tätigkeitsfeld von RWE Supply & Trading ab. Die Gesellschaft verantwortet den Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie dessen Gas-Midstream-Geschäft. Außerdem beliefert sie in Deutschland und Nachbarländern einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas.
- **innogy:** In der neuen Konzerngesellschaft ist das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Verteilnetzen und dem Vertrieb zusammengefasst. innogy plant, errichtet und betreibt Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen. Wichtigste Erzeugungstechnologien sind Wind- und Wasserkraft, der lokale Fokus liegt auf Deutsch-

land, Großbritannien, Spanien, den Niederlanden und Polen. Zweites Standbein von innogy ist der Betrieb von Verteilnetzen in Deutschland (Strom/Gas), Tschechien (Gas), der Slowakei, Ungarn und Polen (alle Strom). Hinzu kommt als drittes Standbein der Vertrieb von Strom, Gas und Energielösungen. Absatzmärkte sind Deutschland, die Niederlande, Belgien, Großbritannien, Tschechien, die Slowakei, Ungarn, Polen und einige weitere osteuropäische Länder. Ebenfalls innogy zugeordnet sind einige vollkonsolidierte deutsche Regionalversorger sowie Minderheitsbeteiligungen an Versorgungsunternehmen, z. B. an deutschen Stadtwerken und der österreichischen KELAG.

Einzelne konzernübergreifende Aktivitäten stellen wir außerhalb der Unternehmensbereiche unter der Position „Sonstige/Konsolidierung“ dar. Dies gilt für die Konzernholding RWE AG sowie unsere internen Dienstleister RWE Group Business Services und RWE Service. In der Position enthalten ist auch unser 25,1%-Anteil am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

Nettoausweis von Handelsgeschäften. Weitere Anpassungen der Berichtsweise betreffen die Art und Weise, wie Absatzmengen und Umsätze aus Handelsgeschäften erfasst werden. Dabei wenden wir für noch mehr Transaktionsarten als bisher die Methode des Nettoausweises an. Dies betrifft vor allem den Gashandel, in geringem Umfang aber auch den Stromhandel. Beim Nettoausweis werden Käufe und Verkäufe saldiert. Daher haben reine Handelsgeschäfte – anders als bei der Bruttobetrachtung – keinen Einfluss auf den Absatz. In die Erlöse gehen sie nur mit der Marge ein. Absatz und Umsatz im Bereich Trading/Gas Midstream fallen dementsprechend niedriger aus. Die Zahlen für 2015 haben wir angepasst. Auf das Ergebnis hat die Umstellung keinen Einfluss.

Terminologische Anpassung beim EBITDA und beim betrieblichen Ergebnis. Im Juli 2016 sind Leitlinien der Europäischen Wertpapier- und Marktaufsichtsbehörde ESMA zur Anwendung sogenannter alternativer Leistungskennzahlen in Kraft getreten. Sie zielen u. a. darauf ab, dass bei der Verwendung von Kennzahlen, die nicht in Rechnungslegungsstandards verbindlich definiert sind, die Grundsätze der Transparenz und Vergleichbarkeit beachtet werden. Unter anderem wird der Gebrauch eindeutiger Bezeichnungen empfohlen. Vor diesem Hintergrund haben wir das EBITDA in „bereinigtes EBITDA“ und das betriebliche Ergebnis in „bereinigtes EBIT“ umbenannt. Damit machen wir deutlich, dass wesentliche Sondersachverhalte aus diesen Kennzahlen herausgerechnet und im neutralen Ergebnis erfasst werden. Mit der Verwendung der neuen Begriffe ist keine inhaltliche Änderung verbunden.

1.7 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Die anhaltend schwierige Lage in der konventionellen Stromerzeugung hat deutliche Spuren im Konzernabschluss hinterlassen. Hohe Wertberichtigungen auf unseren deutschen Kraftwerkspark und Belastungen aus der gesetzlichen Neuregelung der kerntechnischen Entsorgung hatten zur Folge, dass das Nettoergebnis des RWE-Konzerns auf –5,7 Mrd. € einbrach. Unsere operativen Ertragsziele für 2016 haben wir aber erreicht. Das bereinigte EBITDA und das bereinigte EBIT des Konzerns lagen mit 5,4 Mrd. € bzw. 3,1 Mrd. € im oberen Bereich der von uns prognostizierten Bandbreiten. Eine Schlüsselrolle spielten dabei effizienzverbessernde Maßnahmen in der konventionellen Stromerzeugung, die wir schneller als geplant umsetzen konnten.

Ergebnisentwicklung 2016: Was wir prognostiziert und was wir erreicht haben

Prognose-Ist-Vergleich	Ist 2015 in Mio. €	Prognose für 2016 ¹	Ist 2016 in Mio. €	Prognose eingetreten?
Bereinigtes EBITDA ²	7.017	5,2 bis 5,5 Mrd. €	5.403	ja
Bereinigtes EBIT ³	3.837	2,8 bis 3,1 Mrd. €	3.082	ja
Konventionelle Stromerzeugung	596	deutlich unter Vorjahr	627	Ist > Prognose
Trading/Gas Midstream	156	deutlich über Vorjahr	–145	Ist < Prognose
innogy	3.050	moderat unter Vorjahr	2.735	ja
Bereinigtes Nettoergebnis	1.125	0,5 bis 0,7 Mrd. €	777	Ist > Prognose

1 Siehe Geschäftsbericht 2015, Seite 89; zur Prognose für innogy siehe unsere Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2016, Seite 14
Klassifizierungen wie „moderat“ oder „deutlich“ beziehen sich auf prozentuale Abweichungen vom jeweiligen Vorjahreswert.

2 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf der vorangegangenen Seite

3 Geänderte Bezeichnung; vormals „betriebliches Ergebnis“; siehe Erläuterung auf der vorangegangenen Seite

Stromerzeugung leicht über Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 216,1 Mrd. kWh Strom produziert. Davon entfielen 34 % auf den Energieträger Braunkohle, 25 % auf Gas, 20 % auf Steinkohle und 14 % auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien lag bei 5%. Gegenüber 2015 hat sich unsere Erzeugung geringfügig erhöht. Ausschlaggebend dafür war, dass die Marktbedingungen für unsere Gaskraftwerke günstiger geworden sind und die Anlagen deshalb besser ausgelastet waren, insbesondere in Großbritannien. Bei den anderen für uns wichtigen Erzeugungstechnologien verzeichneten wir dagegen Mengenrückgänge. In der Braunkohleverstromung kamen planmäßige Revisionen und schadensbedingte Anlagenstillstände zum Tragen. Bei der Steinkohle hat sich zwar die technische Verfügbarkeit unserer Anlagen verbessert; dem standen aber Mengenrückgänge infolge ungünstiger Marktbedingungen in Großbritannien gegenüber. Hinzu kam, dass wir unser niederländisches Steinkohlekraftwerk Amer 8 zum 1. Januar 2016 wegen energiepolitischer Vorgaben stillgelegt haben. Weitere Mengeneinbußen ergaben sich aus der Veräußerung des britischen Steinkohlekraftwerks Lynemouth: Die Anlage war 2012 von RWE Supply & Trading erworben

worden; wir haben erreicht, dass sie mit staatlicher Förderung in ein Biomassekraftwerk umgewandelt werden kann, und sie Anfang 2016 an einen Investor weiterverkauft. Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien war etwas niedriger als 2015, u. a. wegen des niedrigeren Windaufkommens in weiten Teilen Europas. Daneben machte sich der Verkauf unserer 33,3%-Beteiligung an Zephyr Investments Limited bemerkbar: Aufgrund vertraglich vereinbarter Strombezüge hatten wir uns bis zum Abschluss der Transaktion Mitte 2016 einen Teil der Erzeugung und der Kapazität von Zephyrs britischem Windkraftportfolio zugerechnet. Positiv wirkte, dass die beiden neu errichteten Offshore-Windparks Gwynt y Môr vor der walisischen Küste und Nordsee Ost nahe Helgoland im Berichtsjahr erstmals durchgehend mit ihrer vollen Kapazität am Netz waren.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von Anbietern außerhalb des Konzerns. Diese Bezüge lagen 2016 bei 65,3 Mrd. kWh (Vorjahr: 64,7 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 281,4 Mrd. kWh (Vorjahr: 277,7 Mrd. kWh).

Stromerzeugung	Braunkohle		Steinkohle		Gas		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Öl, Sonstige		Gesamt	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
in Mrd. kWh														
Konventionelle Stromerzeugung	74,3	77,8	44,2	44,7	52,6	42,0	30,1	31,7	1,1	1,1	3,0	3,0	205,3	200,3
Davon:														
Deutschland ¹	68,9	72,5	22,4	21,7	6,3	3,5	29,0	30,6	0,7	0,8	3,0	3,0	130,3	132,1
Niederlande/Belgien	-	-	15,1	15,4	6,9	5,8	1,1	1,1	-	-	-	-	23,1	22,3
Großbritannien	-	-	6,7	7,6	36,2	29,3	-	-	0,4	0,3	-	-	43,3	37,2
Ungarn/Türkei	5,4	5,3	-	-	3,2	3,4	-	-	-	-	-	-	8,6	8,7
innogy ²	-	-	0,1	0,2	0,7	0,6	-	-	10,0	10,3	-	-	10,8	11,1
RWE-Konzern²	74,3	77,8	44,3	46,5³	53,3	42,6	30,1	31,7	11,1	11,4	3,0	3,0	216,1	213,0³

- 1 Inklusive Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; 2016 waren dies im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung 11,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 11,1 Mrd. kWh), davon 7,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 7,7 Mrd. kWh) aus Steinkohlekraftwerken.
- 2 Bis zum Verkauf unserer Beteiligung an Zephyr Investments Limited Mitte 2016 sind Strombezüge aus Windkraftanlagen von Zephyr miterfasst; diese beliefen sich 2016 auf 0,3 Mrd. kWh (Vorjahr: 0,8 Mrd. kWh).
- 3 Inklusive der Erzeugung des Anfang 2016 veräußerten britischen Steinkohlekraftwerks Lynemouth im Bereich Trading/Gas Midstream

Mit 46,4 GW Erzeugungskapazität einer der größten Stromproduzenten Europas. Ende 2016 verfügte RWE über Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 46,4 GW. Damit nehmen wir in Europa eine führende Marktposition ein. In der Kapazitätsszahl sind auch Kraftwerke im Konservierungszustand berücksichtigt, die wir derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht betreiben. Im Laufe des vergangenen Jahres hat sich unsere Erzeugungskapazität um 1,6 GW verringert. Der Rückgang betraf hauptsächlich den Energieträger Steinkohle. Er resultierte u. a. aus der Stilllegung von Amer 8 mit einer Nettoleistung von 611 MW und dem Verkauf des Kraftwerks Lynemouth mit 395 MW. Außerdem haben wir Ende März 2016 den Steinkohleblock Westfalen C in Hamm mit 284 MW wegen ungünstiger Marktbedingungen vom Netz genommen. Bei innogy führte der

Verkauf der Beteiligung an Zephyr Investments Limited zu Kapazitätseinbußen; teilweise konnte unsere Tochter das dadurch ausgleichen, dass sie weitere Onshore-Windkraftanlagen in Betrieb nahm, vor allem in den Niederlanden.

Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist Gas unser wichtigster Energieträger. Sein Anteil belief sich Ende 2016 auf 33%. Mit 24% lag Braunkohle an zweiter Stelle, gefolgt von Steinkohle mit 20%. Die erneuerbaren Energien und die Kernenergie kamen auf jeweils 9%. Regionaler Schwerpunkt unseres Erzeugungsgeschäfts ist Deutschland: Hier befinden sich 62% unserer installierten Leistung. Großbritannien mit 21% und die Niederlande mit 12% nehmen die beiden folgenden Plätze ein.

Stromerzeugungskapazität	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Erneuerbare Energien	Kernenergie	Pumpwasser, Öl, Sonstige	Gesamt	Gesamt
Stand: 31.12.2016, in MW								31.12.2015
Konventionelle Stromerzeugung	14.964	11.059	8.688	284	4.054	2.831	41.880	42.977
Davon:								
Deutschland ¹	4.411	10.296	5.071	55	3.908	2.549	26.290	26.496
Niederlande/Belgien	3.057	-	2.057	158	146	-	5.418	6.228
Großbritannien	6.649	-	1.560	55	-	282	8.546	8.627
Ungarn/Türkei	847	763	-	16	-	-	1.626	1.626
innogy	243	17	399	3.735	-	137	4.531	4.680 ²
RWE-Konzern	15.207	11.076	9.087	4.019	4.054	2.968	46.411	48.052³

- 1 Inklusive Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; Ende 2016 waren dies im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung 4.373 MW (Vorjahr: 4.629 MW), darunter Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2.173 MW (unverändert).
- 2 Der Wert enthält noch einen Teil der Erzeugungskapazität von Zephyr Investments Limited.
- 3 Inklusive des Anfang 2016 veräußerten britischen Steinkohlekraftwerks Lynemouth im Bereich Trading/Gas Midstream

Leichter Rückgang der CO₂-Emissionen. Im vergangenen Jahr emittierten unsere Kraftwerke 148,3 Mio. Tonnen Kohlendioxid. Davon entfielen 141,2 Mio. Tonnen auf unsere eigenen Anlagen und die restlichen 7,1 Mio. Tonnen auf vertraglich gesicherte Kapazitäten. Gegenüber 2015 haben sich unsere CO₂-Emissionen um 2,5 Mio. Tonnen bzw. 2 % verringert. Einen moderaten Rückgang verzeichneten wir erwartungsgemäß auch bei den spezifischen Emissionen, also dem CO₂-Ausstoß je erzeugte Megawattstunde Strom. Dieser ist von 0,708 auf 0,686 Tonnen gesunken. Hintergrund ist, dass wir im vergangenen Jahr weniger Kohle und dafür mehr Gas verstromt haben.

Seit Beginn der dritten Emissionshandelsperiode zum 1. Januar 2013 teilen die Staaten Westeuropas den Energieversorgern nur noch in Ausnahmefällen Emissionsrechte kostenfrei zu. Von den 147,1 Mio. Tonnen CO₂, die wir 2016 in EU-Ländern emittiert haben, konnten wir nur 4,5 Mio. Tonnen durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken. Für die übrigen 142,6 Mio. Tonnen haben wir Emissionsrechte am Markt erworben.

Emissionsbilanz der Unternehmensbereiche	CO ₂ -Ausstoß		Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate		Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
in Mio. Tonnen CO ₂						
Konventionelle Stromerzeugung	147,6	148,9	4,2	5,2	142,2	142,4
Davon:						
Deutschland ¹	106,8	109,1	4,2	5,1	102,6	104,0
Niederlande/Belgien	14,0	14,8	-	0,1	14,0	14,7
Großbritannien	19,1	17,4	-	-	19,1	17,4
Ungarn/Türkei ²	7,7	7,6	-	-	6,5	6,3
innogy	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3
RWE-Konzern	148,3	150,8³	4,5	5,6	142,6	143,9³

1 Inklusive Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können; im Jahr 2016 emittierten diese Anlagen 7,1 Mio. Tonnen CO₂ (Vorjahr: 6,9 Mio. Tonnen).

2 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO₂-Ausstoß keine Emissionsrechte.

3 Inklusive der Mengen des Anfang 2016 veräußerten britischen Steinkohlekraftwerks Lynemouth im Bereich Trading/Gas Midstream

90,5 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. Die in den Kraftwerken eingesetzten Rohstoffe beziehen unsere Erzeugungsgesellschaften entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Braunkohle gewinnen wir in eigenen Tagebauen. In unserem Hauptabbaugebiet westlich von Köln haben wir im vergangenen Jahr 90,5 Mio. Tonnen gefördert

(Vorjahr: 95,2 Mio. Tonnen). Davon wurden 78,9 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt. Die übrigen Mengen haben wir zur Herstellung von Veredelungsprodukten (z. B. Braunkohlebriketts) und in geringem Umfang auch zur Erzeugung von Prozessdampf und Fernwärme verwendet.

Außenabsatz Strom ¹	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
in Mrd. kWh								
Konventionelle Stromerzeugung	0,2	0,2	2,4	2,4	17,5	19,2	20,1	21,8
Trading/Gas Midstream	-	-	30,3	31,2	-	-	39,3 ²	34,6 ²
innogy	52,3	53,7	73,5	76,9	79,3	74,4	205,1	205,0
RWE-Konzern³	52,6	54,0	106,2	110,5	96,8	93,6	264,6	261,5

1 Methodische Änderungen bei der Erfassung von Handelsgeschäften haben zu Anpassungen von Vorjahreswerten geführt; siehe Erläuterung auf Seite 41.

2 Inklusive Mengeneffekte aus dem Verkauf selbsterzeugten Stroms am Großhandelsmarkt; wenn diese Verkaufsmengen größer sind als die zu Vertriebszwecken getätigten Fremdbezüge, wird die Differenz im Absatz berücksichtigt. Im Jahr 2016 gab es einen positiven Saldo von 9,0 Mrd. kWh, gegenüber 3,4 Mrd. kWh im Vorjahr.

3 Inklusive geringer Mengen unter „Sonstige, Konsolidierung“

Leicht erhöhter Stromabsatz. RWE hat im Berichtsjahr 264,6 Mrd. kWh Strom an externe Kunden abgesetzt. Damit lagen wir geringfügig über dem Vorjahreswert, u. a. weil RWE Supply & Trading mehr Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt verkaufte. Der Großteil des Konzernabsatzes wird im Vertriebsgeschäft von innogy erzielt. Positiv wirkte hier, dass unsere Tochter bei deutschen Weiterverteilern neue Kunden gewinnen und ihre Lieferbeziehungen mit bestehenden Kunden intensivieren konnte. Weitere Mengenzuwächse ergaben sich dadurch, dass wir im August 2015 aufgrund vertraglicher Regelungen die alleinige Kontrolle über den slowakischen Energieversorger VSE erlangt haben und

unsere – jetzt von innogy gehaltene – Beteiligung an VSE seither vollkonsolidieren. VSE trug deshalb 2016 erstmals im gesamten Berichtszeitraum zum Stromabsatz bei. Das schlug sich in den Mengen nieder, die wir bei den Privat- und Gewerbekunden sowie den Industrie- und Geschäftskunden ausweisen. Dennoch hat sich der Stromabsatz in diesen beiden Vertriebssegmenten verringert. Ein Grund dafür sind wettbewerbsbedingte Kundenverluste in Großbritannien und den Niederlanden, die durch Zugewinne in Osteuropa nicht ausgeglichen werden konnten. Daneben machte sich der Trend zu einem sparsameren Energieeinsatz bemerkbar.

Außenabsatz Gas ¹	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
in Mrd. kWh								
Trading/Gas Midstream	-	-	24,7	25,5	0,3	3,7	25,0	29,2
innogy	102,9	102,6	83,1	81,1	54,1	60,1	240,1	243,8
RWE-Konzern	102,9	102,6	107,8	106,6	54,4	63,8	265,1	273,0

1 Methodische Änderungen bei der Erfassung von Handelsgeschäften haben zu Anpassungen von Vorjahreswerten geführt; siehe Erläuterung auf Seite 41.

Gaslieferungsmengen 3% unter Vorjahr. Unser Gasabsatz hat sich um 3% auf 265,1 Mrd. kWh verringert. Hauptgrund dafür war, dass sich einige deutsche Weiterverteiler, die bislang von innogy beliefert wurden, verstärkt oder komplett bei anderen Anbietern eingedeckt haben. Gegenläufig wirkte, dass die innogy-Tochter MÁSZ zum 1. April 2016 die Industrie- und Geschäftskunden des ungarischen Gasversorgers TIGÁZ übernommen hat (siehe Seite 40). Im Segment

der Haushalte und Gewerbebetriebe machte sich die kühlere Witterung bemerkbar. Dem standen Mengeneinbußen durch Kundenverluste und einen effizienteren Energieeinsatz gegenüber. Im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream war der Gasabsatz an Weiterverteiler in starkem Maße durch methodische Anpassungen beim Mengenausweis beeinflusst.

Außenumsatz ¹ in Mio. €	2016	2015	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	1.967	2.224	-11,6
Trading/Gas Midstream	3.646	3.318	9,9
innogy	40.149	42.482	-5,5
Sonstige, Konsolidierung	71	66	7,6
RWE-Konzern	45.833	48.090	-4,7
Erdgas-/Stromsteuer	2.243	2.242	-
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	43.590	45.848	-4,9

1 Methodische Änderungen bei der Erfassung von Handelsgeschäften haben zu Anpassungen von Vorjahreswerten geführt; siehe Erläuterung auf Seite 41.

Außenumsatz spiegelt rückläufigen Absatz an Endkunden und schwachen Pfundkurs wider.

Der RWE-Konzern hat 2016 einen Außenumsatz von 45.833 Mio. € erwirtschaftet. In dieser Zahl sind die Erdgas- und die Stromsteuer enthalten. Gegenüber dem Vorjahr haben sich unsere Erlöse um 5% verringert. Der Umsatz aus dem Verkauf von Strom ist um 4% auf 32.534 Mio. € zurückgegangen. Eine wichtige Rolle spielte hier der rückläufige Absatz an Privat-, Gewerbe- und Industriekunden; die damit verbundenen Erlöseinbußen konnten durch gestiegene Lieferungen an deutsche Weiterverarbeiter nicht ausgeglichen werden. Positiven Einfluss hatte, dass der slowakische Versorger VSE 2016 erstmals ganzjäh-

rig zum Konzernumsatz beitrug. Unsere Gaserlöse sind um 11% auf 10.330 Mio. € zurückgegangen, u. a. wegen der gesunkenen Liefermengen. Darüber hinaus haben einige unserer Vertriebsgesellschaften die Preise gesenkt. Die Umsatzentwicklung im RWE-Konzern war auch durch Wechselkurseinflüsse geprägt: Der Jahresdurchschnittskurs des britischen Pfunds verringerte sich von 1,38 € auf 1,22 €, sodass die in Großbritannien erzielten Erlöse umgerechnet in Euro niedriger ausfielen. Bereinigt um die Sondereffekte aus VSE und dem schwächeren Pfundkurs sank unser Außenumsatz um 3%.

Bereinigtes EBITDA ¹ in Mio. €	2016	2015	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	1.456	2.285	-36,3
Trading/Gas Midstream	-139	164	-184,8
innogy	4.203	4.521	-7,0
Sonstige, Konsolidierung	-117	47	-348,9
RWE-Konzern	5.403	7.017	-23,0

1 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf Seite 41

Bereinigtes EBIT ¹ in Mio. €	2016	2015	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung ²	627	596	5,2
Trading/Gas Midstream	-145	156	-192,9
innogy	2.735	3.050	-10,3
Sonstige, Konsolidierung	-135	35	-485,7
RWE-Konzern	3.082	3.837	-19,7

1 Geänderte Bezeichnung; vormals „betriebliches Ergebnis“; siehe Erläuterung auf Seite 41

2 Davon Großbritannien: 97 Mio. € (2016) und -71 Mio. € (2015)

Operative Ergebniskennzahlen im oberen Prognosebereich. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir ein Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (EBITDA) von 5.403 Mio. € erwirtschaftet. Da wir bei der Ermittlung dieser Kennzahl wesentliche nicht-operative und aperiodische Effekte unberücksichtigt lassen, sprechen wir fortan der Klarheit halber vom „bereinigten EBITDA“. Beim betrieblichen Ergebnis – das aus dem gleichen Grund nun „bereinigtes EBIT“ heißt – erreichten wir einen Wert von 3.082 Mio. €. Beide Kennzahlen liegen damit im oberen Bereich des Prognosekorridors. Unser Ausblick, den wir im März 2016 veröffentlicht hatten, sah für das bereinigte EBITDA eine Bandbreite von 5,2 Mrd. € bis 5,5 Mrd. € vor und für das bereinigte EBIT von 2,8 Mrd. € bis 3,1 Mrd. € (siehe Geschäftsbericht 2015, Seite 89).

Verglichen mit dem Vorjahr hat sich unsere Ertragslage deutlich verschlechtert. Beim bereinigten EBITDA verzeichneten wir einen Rückgang um 23% und beim bereinigten EBIT von 20%. Hauptursachen dafür waren rückläufige Margen in der konventionellen Stromerzeugung, eine negative Performance im Handelsgeschäft und bei innogy der Wegfall von Einmalerträgen aus dem Vorjahr. Dem standen positive Effekte aus Effizienzverbesserungen in der konventionellen Stromerzeugung gegenüber.

In den Unternehmensbereichen entwickelte sich das bereinigte EBIT wie folgt:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** Das bereinigte EBIT hat sich hier um 5% auf 627 Mio. € erhöht. Im März 2016 hatten wir noch mit einem deutlichen Rückgang gerechnet. Dass wir besser als erwartet abschlossen, verdanken wir der raschen Umsetzung effizienzsteigernder Maßnahmen. Auch ungeplante Einmalerträge spielten eine Rolle: Sie ergaben sich u. a. aus der Anfang Juli abgeschlossenen Schadensregulierung beim neuen Steinkohlekraftwerk in Hamm (Westfalen) und aus dem Verkauf von Grundstücken in Großbritannien. Die planmäßigen Abschreibungen lagen erwartungsgemäß unter dem Vorjahresniveau. Ein Grund dafür waren gesunkene Buchwerte infolge von Wertberichtigungen auf Kraftwerke, die wir im Konzernabschluss 2015 vorgenommen hatten. Verringert hat sich auch der Aufwand für die Kernbrennstoffsteuer und für Restrukturierungsmaßnahmen. Darüber hinaus entfielen Einmalbelastungen aus dem Vorjahr, die im Zusammenhang standen mit unserem Beschluss, Block D des neuen Steinkohlekraftwerks in Hamm nicht fertig zu bauen (siehe Seite 39). Einen negativen Einfluss auf die Ertragsentwicklung hatte, dass wir unsere Stromproduktion zu niedrigeren Großhandelspreisen abgesetzt haben als 2015.

Dies wirkte sich insbesondere auf die Ertragslage unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke aus, während sich die Margen unserer Steinkohle- und Gaskraftwerke wegen gesunkener Brennstoffpreise insgesamt stabiler entwickelten und teilweise sogar verbesserten. Weitere Belastungen ergaben sich dadurch, dass wir im Berichtsjahr Drohverlustrückstellungen für Strombezugsverträge gebildet haben.

- **Trading/Gas Midstream:** Der Bereich schloss mit einem bereinigten EBIT von –145 Mio. € ab, nachdem im Vorjahr noch ein positiver Wert von 156 Mio. € erreicht wurde. Unsere Erwartung einer Ergebnisverbesserung gegenüber 2015 hat sich damit nicht bestätigt. Ausschlaggebend dafür war, dass wir im Energiehandel auf ein außergewöhnlich schwaches zweites Quartal zurückblicken, das deutliche Verluste einbrachte. Auch im vierten Quartal fielen Verluste an, allerdings in wesentlich geringerem Umfang. Erfreulicher war die Entwicklung im Gas-Midstream-Geschäft. Hier kam uns zugute, dass wir Ende Mai eine außergerichtliche Einigung mit Gazprom zu unserem Gasbezugsvertrag erzielt haben. Damit ist sichergestellt, dass der Kontrakt auf absehbare Zeit keine Ergebnisrisiken für uns birgt (siehe Seite 39).
- **innogy:** Das bereinigte EBIT unserer Tochter lag mit 2.735 Mio. € im Rahmen der Erwartungen. Gegenüber 2015 hat es sich um 10% verringert. Ein Grund dafür war, dass das Vorjahresergebnis noch einen Einmalertrag von 185 Mio. € enthielt, der sich aus einer Neubewertung der Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE ergeben hatte. Von dem Betrag entfielen 143 Mio. € auf das Netzgeschäft und 42 Mio. € auf das Vertriebsgeschäft. Hintergrund der Neubewertung war die erstmalige Vollkonsolidierung von VSE.

Der beschriebene Effekt trug wesentlich dazu bei, dass innogy im Netzgeschäft deutlich unter dem Vorjahresergebnis abschloss. Hinzu kamen Mehraufwendungen für die Instandhaltung der Netzinfrastruktur und Belastungen aus der Bildung von Rückstellungen für Altersteilzeitmaßnahmen in Deutschland.

Stark verringert hat sich auch das Ergebnis im Geschäft mit den regenerativen Energien. Hauptgründe dafür waren Produktionseinbußen infolge des niedrigen Windaufkommens in der zweiten Jahreshälfte und das gesunkene Preisniveau im Stromgroßhandel. Auch die Abwertung des britischen Pfunds gegenüber dem Euro wirkte sich negativ aus. Außerdem waren im Vorjahresergebnis noch Einmal-

erträge aus dem Verkauf der Netzinfrastruktur des Offshore-Windparks Gwynt y Môr und von Anteilen am Offshore-Windkraft-Projekt Galloper enthalten. Positiven Einfluss hatte, dass die neuen Offshore-Windparks Nordsee Ost und Gwynt y Môr 2016 erstmals ganzjährig mit ihrer vollen Kapazität am Netz waren.

Im Vertrieb, der dritten Säule des Geschäfts von innogy, konnte unsere Tochter leicht zulegen – trotz des beschriebenen Effekts aus der Neubewertung von VSE. Positiv wirkte, dass der slowakische Versorger 2016 erstmals ganzjährig zum Vertriebsergebnis beitrug. Daneben profitierte innogy von effizienzsteigernden Maßnahmen. Überdies konnten sich die Vertriebsgesellschaften von

innogy teilweise zu günstigeren Preisen mit Strom und Gas eindecken. In Deutschland gab es allerdings auch einen Anstieg der Vorkosten aus Netznutzungsentgelten, Steuern und Abgaben, der die Vorteile aus den rückläufigen Beschaffungspreisen überwog. Im britischen Vertriebsgeschäft, das 2015 noch durch Aufwendungen im Zusammenhang mit Prozess- und Systemproblemen bei der Rechnungsstellung belastet war, zeigte das Anfang 2016 gestartete Restrukturierungsprogramm bereits erste Erfolge. Dem standen Ertragseinbußen durch den Verlust von Gewerbekunden gegenüber. Außerdem sind im IT-Bereich nach umfangreichen Investitionen die Abschreibungen angestiegen. Im tschechischen Gasvertrieb profitierte innogy von der kühleren Witterung.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2016	2015	+/- in Mio. €
Veräußerungsgewinne/-verluste	94	31	63
Ergebniseffekte aus Derivaten	-799	296	-1.095
Restrukturierungen, Sonstige	-5.956	-3.212	-2.744
Neutrales Ergebnis	-6.661	-2.885	-3.776

Überleitung zum Nettoergebnis: Hohe Belastungen durch Wertberichtigungen und Kernenergiegesetz.

Die Überleitung vom bereinigten EBIT zum Nettoergebnis war durch hohe Einmalbelastungen auf dem Gebiet der konventionellen Stromerzeugung geprägt. Sie gaben den Ausschlag dafür, dass sich das neutrale Ergebnis gegenüber dem bereits negativen Vorjahreswert (-2.885 Mio. €) deutlich auf -6.661 Mio. € verschlechterte. Seine einzelnen Positionen entwickelten sich wie folgt:

- Durch die Veräußerung von Beteiligungen und Vermögenswerten realisierten wir Buchgewinne von 94 Mio. €, gegenüber 31 Mio. € im Vorjahr. Wichtigste Einzeltransaktion war der Verkauf des 33,3%-Anteils an Zephyr Investments Limited, der zu einem Buchgewinn von 76 Mio. € führte.
- Wertveränderungen bei Derivaten, mit denen wir uns gegen Preisschwankungen absichern, führten per saldo zu einem Verlust von 799 Mio. €, der größtenteils innogy zuzuordnen ist. Im Vorjahr war dagegen ein Gewinn von 296 Mio. € angefallen. Gemäß IFRS sind Derivate außerhalb bilanzieller Sicherungsbeziehungen mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag anzusetzen, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit aufheben.
- Aufgrund großer Einmalbelastungen weisen wir unter „Restrukturierungen, Sonstige“ einen Verlust aus, der mit 5.956 Mio. € noch höher ist als im Vorjahr (3.212 Mio. €). Ebenso wie 2015 sind in dieser Position Wertberichtigungen auf Sachanlagen enthalten. Sie summieren sich auf 4,3 Mrd. € (Vorjahr: 2,5 Mrd. €). Auf unseren deutschen Kraftwerkspark haben wir 3,7 Mrd. € außerplanmäßig abgeschrieben. Damit trugen wir den weiterhin schwierigen Rahmenbedingungen in der konventionellen Stromerzeugung Rechnung. Hinzu kommen einige kleinere Wertberichtigungen: Sie betrafen deutsche Gasspeicher und polnische Windparks von innogy, unser Gaskraftwerk im türkischen Denizli, unser Biomassekraftwerk im schottischen Markinch sowie das niederländische Kernkraftwerk Borssele, an dem wir mit 30% beteiligt sind. Eine hohe Einmalbelastung ergab sich auch aus der gesetzlichen Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung. Wie auf Seite 34 erläutert, werden wir in den neuen öffentlich-rechtlichen Kernenergiefonds neben dem Grundbetrag auch einen 35-prozentigen Risikoaufschlag einzahlen, der uns von Nachschusspflichten bei etwaigen Kostensteigerungen befreit. Der Aufschlag beträgt 1,8 Mrd. € und mindert das Ergebnis.

Finanzergebnis in Mio. €	2016	2015	+/- in Mio. €
Zinserträge	271	265	6
Zinsaufwendungen	-914	-1.069	155
Zinsergebnis	-643	-804	161
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-1.288	-821	-467
Übriges Finanzergebnis	-297	36	-333
Finanzergebnis	-2.228	-1.589	-639

Das Finanzergebnis des RWE-Konzerns ist um 639 Mio. € auf -2.228 Mio. € gesunken. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis verbesserte sich um 161 Mio. € auf -643 Mio. €. Rückläufige Zinsaufwendungen gaben dafür den Ausschlag. Eine Rolle spielte hier, dass wir im April 2016 eine Senior-Anleihe mit einem Nominalvolumen von 850 Mio. € und einem Kupon von 6,25% getilgt haben. Bei der kurzfristigen Refinanzierung über Commercial Paper profitierten wir zudem vom stark gefallenem Marktzinsniveau.
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen erhöhten sich um 467 Mio. € auf 1.288 Mio. €. Hintergrund ist, dass wir bei der Barwertermittlung für jenen Teil der Kernenergieverpflichtungen, der nach der gesetzlichen Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung bei RWE verbleibt, einen niedrigeren Realabzinsungssatz angewendet haben. Dies führte zu einem Anstieg der Kernenergie Rückstellungen, der in den Zinsanteilen berücksichtigt wurde. Nähere Informationen zu dieser Thematik finden Sie im Anhang auf Seite 134 f.
- Das „Übrige Finanzergebnis“ sank um 333 Mio. € auf -297 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren Verluste aus Wertpapierverkäufen; im Vorjahr hatten wir dagegen noch hohe Gewinne aus solchen Transaktionen erzielt.

Das Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern beläuft sich auf -5.807 Mio. € (Vorjahr: -637 Mio. €). Bei einem Steuerertrag in Höhe von 323 Mio. € ergibt sich eine Steuerquote von 6%. Dieser ungewöhnlich niedrige Wert erklärt sich dadurch, dass wir im Organkreis der RWE AG keine latenten Steuern aktiviert haben, weil wir sie voraussichtlich nicht nutzen können. Aktive latente Steuern sind ein Anspruch auf künftige Steuerermäßigungen, der sich aus Unterschieden im Ansatz und/oder in der Bewertung von Vermögen und Schulden zwischen der Steuerbilanz und der IFRS-Bilanz

ergibt. Die Aktivierung latenter Steuern setzt voraus, dass in späteren Geschäftsjahren steuerliche Gewinne anfallen, die eine Nutzung der Steuerermäßigungen erlauben. Für den Organkreis der RWE AG ist das derzeit nicht absehbar, u. a. wegen der schwachen Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung. Dass im Konzernabschluss überhaupt ein Steuerertrag ausgewiesen wird, beruht maßgeblich darauf, dass die innogy SE für ihren Organkreis latente Steuern aktiviert hat. Grund dafür war die steuerwirksame Aufdeckung stiller Reserven im Rahmen der Reorganisation des RWE-Konzerns.

Nach Steuern erwirtschafteten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten einen Verlust von 5.484 Mio. € (Vorjahr: 1.240 Mio. €). Im Berichtsjahr fiel kein Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten an, nachdem für 2015 noch ein Betrag von 1.524 Mio. € ausgewiesen werden konnte; dieser stammte größtenteils aus dem Buchgewinn, den wir bei der Veräußerung von RWE Dea im März 2015 erzielt hatten.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter sanken um 189 Mio. € auf 167 Mio. €, u. a. weil einige vollkonsolidierte deutsche Regionalversorger, an denen Konzernfremde beteiligt sind, mit einem niedrigeren Nettoergebnis abschlossen als 2015. Eine Rolle spielte auch die Wertberichtigung auf das Gaskraftwerk in Denizli, das zu 30% dem türkischen Energieunternehmen Turcas gehört. Außerdem weisen wir für innogy, an der außenstehende Aktionäre seit Oktober vergangenen Jahres 23,2% halten, im RWE-Konzernabschluss für das vierte Quartal ein negatives Nettoergebnis aus. Hauptgrund dafür waren die erwähnten temporären Effekte aus der Marktbewertung von Derivaten.

Auf unsere Hybridkapitalgeber entfielen Ergebnisanteile von 59 Mio. € (Vorjahr: 98 Mio. €). Berücksichtigt wird hier nur eine unserer sieben ausstehenden Hybridanleihen, nämlich jene über 750 Mio. £, die gemäß IFRS wegen ihrer theoretisch unendlichen Laufzeit dem Eigenkapital zuzuordnen ist. Eine zweite Anleihe, die das Kriterium ebenfalls erfüllte, ist zum 28. September 2015 abgelöst worden.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich ein gegenüber 2015 erheblich verschlechtertes Nettoergebnis von –5.710 Mio. € (Vorjahr: –170 Mio. €). Bei 614,7 Millionen ausstehenden RWE-Aktien entspricht das einem Ergebnis je Aktie von –9,29 € (Vorjahr: –0,28 €).

Bereinigtes Nettoergebnis mit 777 Mio. € etwas besser als prognostiziert. Unser bereinigtes Nettoergebnis belief sich auf 777 Mio. €. Vom Nettoergebnis unterscheidet es sich dadurch, dass das von Sondersachverhalten geprägte

neutrale Ergebnis inklusive der darauf entfallenden Steuern herausgerechnet wird. Sofern weitere wesentliche Einmal-effekte auftreten, werden auch diese eliminiert. 2016 betraf dies u. a. die Auswirkungen der Zinsanpassungen bei den Kernenergie Rückstellungen. Vor allem aufgrund der schwächeren operativen Ertragslage ist das bereinigte Nettoergebnis gegenüber 2015 um 31 % zurückgegangen. Den prognostizierten Korridor von 0,5 bis 0,7 Mrd. € hat es allerdings leicht übertroffen, u. a. wegen positiver Steuereffekte.

Überleitung zum Nettoergebnis		2016	2015	+/- in %
Bereinigtes EBITDA¹	Mio. €	5.403	7.017	-23,0
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-2.321	-3.180	27,0
Bereinigtes EBIT²	Mio. €	3.082	3.837	-19,7
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-6.661	-2.885	-130,9
Finanzergebnis	Mio. €	-2.228	-1.589	-40,2
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	-5.807	-637	-811,6
Ertragsteuern	Mio. €	323	-603	153,6
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	-5.484	-1.240	-342,3
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	-	1.524	-
Ergebnis	Mio. €	-5.484	284	-
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	167	356	-53,1
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	59	98	-39,8
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-5.710	-170	-
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	777	1.125	-30,9
Ergebnis je Aktie	€	-9,29	-0,28	-
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	1,26	1,83	-
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-
Steuerquote	%	6	-	-

1 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf Seite 41

2 Geänderte Bezeichnung; vormals „betriebliches Ergebnis“; siehe Erläuterung auf Seite 41

Effizienzsteigerungen von rund 300 Mio. € erreicht.

Auch im vergangenen Geschäftsjahr haben wir umfassende Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung ergriffen. Dies geschah größtenteils im Rahmen unseres 2012 gestarteten Effizienzsteigerungsprogramms, dessen Schwerpunkt auf der Verbesserung operativer Prozesse und auf Einsparungen bei Verwaltung und IT lag. Im vergangenen Jahr konnten wir damit einen positiven Ergebniseffekt von rund 300 Mio. € erzielen. Das ist mehr, als wir erwartet hatten. Wie schon erwähnt, sind wir im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung mit der Umsetzung des Programms schneller als geplant vorangekommen.

Das Effizienzsteigerungsprogramm war bisher auf den Zeitraum bis 2018 ausgelegt und sollte zusätzliches Ergebnis-potenzial von insgesamt 2,5 Mrd. € erschließen. Mit den seit 2012 ergriffenen Maßnahmen haben wir bis Ende vergangenen Jahres 1,9 Mrd. € erreicht, davon allein 1,3 Mrd. € im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung. Unsere Anstrengungen zur Verbesserung der Kosten- und Erlössituation setzen wir unvermindert fort. Allerdings werden die RWE AG und innogy ihre Effizienzmaßnahmen künftig separat und nicht mehr im Rahmen eines konzernweiten Programms planen und umsetzen. Das ergibt sich aus der operativen Selbstständigkeit unserer Tochtergesellschaft.

Investitionen in Mio. €	2016	2015	+/- in Mio. €
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	2.027	2.898	-871
Davon:			
Konventionelle Stromerzeugung	333	855	-522
Trading/Gas Midstream	4	10	-6
innogy	1.679	2.024	-345
Sonstige, Konsolidierung	11	9	2
Investitionen in Finanzanlagen	355	405	-50
Investitionen gesamt	2.382	3.303	-921

Investitionen erwartungsgemäß deutlich unter Vorjahr.

Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben wir 2.382 Mio. € investiert, 28% weniger als 2015. Der prognostizierte Korridor von 2,0 bis 2,5 Mrd. € wurde damit eingehalten. Mit 2.027 Mio. € (Vorjahr: 2.898 Mio. €) setzten wir den Großteil der Mittel für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte ein. Die Ausgaben für Finanzanlagen in Höhe von 355 Mio. € (Vorjahr: 405 Mio. €) entfielen größtenteils auf innogy. Sie ergaben sich u. a. dadurch, dass neu gegründete oder bestehende Tochtergesellschaften mit Kapital ausgestattet wurden.

Unsere Sachinvestitionen im Bereich Konventionelle Stromerzeugung dienen im Wesentlichen der Instandhaltung und Modernisierung von Kraftwerken und Tagebauanlagen. Im Berichtsjahr blieben sie weit unter dem Niveau von 2015 zu-

rück, das noch durch hohe Ausgaben für die neuen Steinkohlekraftwerke in Hamm und im niederländischen Eemshaven geprägt war. Außerdem hatten wir im Vorjahr umfangreiche Investitionen zur Modernisierung der britischen Gaskraftwerke Pembroke und Staythorpe getätigt. innogy investiert schwerpunktmäßig in die Instandhaltung und Erweiterung der Verteilnetze, den Bau neuer Stromerzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien und die Entwicklung neuer Vertriebsprodukte. Die Sachausgaben unserer Tochter haben sich ebenfalls deutlich verringert, u. a. weil 2015 mit den Offshore-Windparks Nordsee Ost und Gwynt y Môr zwei Großprojekte abgeschlossen werden konnten. Außerdem wurden im Berichtsjahr weniger Mittel für die deutsche Netzinfrastruktur und für IT-Projekte im britischen Vertrieb eingesetzt.

Mitarbeiter ¹	31.12.2016	31.12.2015	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	15.652	16.262	-3,8
Trading/Gas Midstream	1.086	1.270	-14,5
innogy	40.636	40.160	1,2
Sonstige ²	1.278	2.070	-38,3
RWE-Konzern	58.652	59.762	-1,9

¹ Umgerechnet in Vollzeitstellen

² Ende 2016 waren hier u. a. 922 Mitarbeiter der RWE Group Business Services erfasst (Ende 2015: 1.483), 243 Mitarbeiter der RWE Service (Ende 2015: 320) und 101 Mitarbeiter der Holdinggesellschaft RWE AG (Ende 2015: 267).

Rund 1.100 Stellen abgebaut. Zum 31. Dezember 2016 beschäftigte der RWE-Konzern 58.652 Mitarbeiter, davon 34.835 an deutschen und 23.817 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Im vergangenen Jahr haben per saldo 1.110 Mitarbeiter das Unternehmen verlassen. In Deutschland sind 735 und im Ausland 375 Stellen weggefallen. Rationalisierungsmaßnahmen spielten dabei eine zentrale Rolle, insbesondere in der konventionellen Stromerzeugung. Im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream kam

die Veräußerung des britischen Kraftwerks Lynemouth zum Tragen. Leicht angestiegen ist der Personalbestand von innogy, was aber hauptsächlich darauf beruht, dass Beschäftigte der RWE AG und der RWE Group Business Services GmbH im Zuge der Konzernreorganisation zu unserer Tochter gewechselt sind. Unsere Auszubildenden werden in den Mitarbeiterzahlen nicht erfasst. Ende 2016 erlernten 2.258 junge Menschen bei uns einen Beruf und damit etwa so viele wie ein Jahr zuvor.

1.8 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Die Finanzlage des RWE-Konzerns hat sich durch den Börsengang von innogy stark verbessert. Die dabei erzielten Erlöse waren ausschlaggebend dafür, dass unsere Nettofinanzschulden 2016 auf 1,7 Mrd. € gefallen sind. Das ist weniger als ein Viertel des Vorjahreswerts. Unsere Nettoschulden, die einen Großteil der langfristigen Rückstellungen enthalten, gingen um 2,8 Mrd. € auf 22,7 Mrd. € zurück – trotz Belastungen aus dem neuen Gesetz zur kerntechnischen Entsorgung. Mit der organisatorischen Neuaufstellung von RWE haben wir auch die Finanzstruktur innerhalb des Konzerns optimiert, indem wir den Großteil unserer Kapitalmarktschulden auf unsere Tochter innogy übertragen haben.

Finanzierung des RWE-Konzerns. Mit der Reorganisation des RWE-Konzerns ist auch die Finanzierungsverantwortung neu geregelt worden. Unserer Tochter innogy obliegt die Mittelbeschaffung für das auf sie übertragene Geschäft, während die RWE AG für die Finanzierung der Aktivitäten zuständig ist, die unter ihrer operativen Kontrolle verblieben sind. Gesellschaften, die von der RWE AG oder innogy SE gesteuert werden, nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf, etwa dann, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Gehen sie Haftungsverhältnisse ein, übernehmen die RWE AG bzw. die innogy SE die Koordination. Auf diese Weise können Finanzrisiken zentral gesteuert und überwacht werden. Außerdem stärken wir so unsere Verhandlungsposition gegenüber Kreditinstituten, Geschäftspartnern, Lieferanten und Kunden.

Flexible Instrumente für die Aufnahme von Fremdkapital. Unseren Finanzbedarf decken wir überwiegend mit den Mittelzuflüssen aus der laufenden Geschäftstätigkeit. Für die kurzfristige Refinanzierung verfügt die RWE AG über ein Commercial-Paper-Programm, das ihr erlaubt, Mittel im Gegenwert von bis zu 5 Mrd. US\$ am Geldmarkt zu beschaffen. Das Programm wurde 2016 rege genutzt: Zeitweise standen bis zu 3,5 Mrd. € aus. Als Liquiditätsreserve können wir außerdem auf eine syndizierte Kreditlinie über 4 Mrd. € zurückgreifen, von der wir 1,5 Mrd. € im Innenverhältnis auf innogy übertragen haben. Gewährt wird sie uns von einem internationalen Bankenkonsortium. Die Kreditlinienvereinbarung gilt bis Ende März 2021. Wir haben sie bislang nicht in Anspruch genommen.

Langfristiges Fremdkapital haben wir in der Vergangenheit im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms aufgenommen, das uns die Begebung von erstrangigen Anleihen (Senior-Anleihen) im Gesamtwert von bis zu 30 Mrd. € erlaubte. Das Programm ist seit April 2016 ausgesetzt. Im laufenden Jahr wollen wir aber wieder darauf zurückgreifen können, um bei Bedarf Neuemissionen zu tätigen. Ende 2016 standen

Senior-Anleihen mit einem Nominalwert von 10,8 Mrd. € aus, die im Rahmen des Debt-Issuance-Programms begeben worden waren. Wie weiter unten erläutert, hat innogy die Rolle des Schuldners und Garantiegebers für diese Papiere übernommen.

Bei der Nutzung der genannten Finanzierungsinstrumente müssen wir keine Vorgaben zur Wahrung bestimmter Grenzen hinsichtlich der Verschuldung, der Kapitalstruktur oder des Ratings einhalten, bei deren Verletzung wir zur vorzeitigen Tilgung, zum Stellen von Sicherheiten oder zu erhöhten Zinszahlungen verpflichtet wären.

innogy übernimmt Großteil der Kapitalmarktschulden von RWE. Neben ertragsstarken und stabilen Geschäftsaktivitäten hat innogy von der RWE AG auch den Großteil der Kapitalmarktschulden übernommen. Bei den öffentlichen Senior-Anleihen, die von unserer früheren niederländischen Tochtergesellschaft RWE Finance B.V. begeben worden waren, geschah dies dadurch, dass die Emittentin Ende 2015 an eine Vorgängergesellschaft der innogy SE veräußert wurde. Allerdings blieb die RWE AG zu diesem Zeitpunkt noch Garantiegeberin für die Anleihen. Bei den Privatplatzierungen, die von der RWE AG selbst vorgenommen worden waren, haben wir die Schulden zunächst nur wirtschaftlich übertragen. Dazu sind interne Darlehensvereinbarungen geschlossen worden, bei denen die Verpflichtungen der RWE AG zur Bedienung der Anleihen durch entsprechende Zahlungsverpflichtungen von innogy gegenüber der RWE AG nachgebildet wurden. Auf die gleiche Weise sind Darlehen über 645 Mio. € und 350 Mio. £, die uns die Europäische Investitionsbank (EIB) gewährt hatte, wirtschaftlich innogy zugeordnet worden. Unsere Tochter ist darüber hinaus Verpflichtungen in Höhe von 2,9 Mrd. € gegenüber der RWE AG eingegangen, die den Großteil der Verbindlichkeiten aus den Hybridanleihen von RWE abdecken. Die beschriebenen Maßnahmen sind vor dem Börsengang von innogy im Oktober 2016 abgeschlossen worden.

Direkt nach dem Börsengang haben wir Schritte eingeleitet, um die Übertragung der Kapitalmarktschulden rechtlich zu untermauern. Anfang 2017 trat innogy an die Stelle der RWE AG als Garantiegeberin bzw. – im Falle der Privatplatzierungen – als Schuldnerin der Senior-Anleihen. Vorausgegangen waren Abstimmungen unter den Anleihegläubigern, die das deutsche Gesetz über Schuldverschreibungen aus Gesamtemissionen für solche Fälle vorsieht. Dabei kamen die Quoren und Mehrheiten zustande, die für einen Garantiegeber- bzw. Schuldnerwechsel erforderlich sind. Zwei Senior-Anleihen, auf die das Schuldverschreibungsgesetz nicht angewendet werden konnte, wurden

bereits im Dezember 2016 auf dem Wege eines Anleihtausches übertragen. Dabei ist in einem Fall – es handelt sich um eine 2037 fällige Anleihe über 500 Mio. € – ein kleiner Restbetrag bei der RWE AG verblieben. Mit Vollzug des Schuldnerwechsels sind die entsprechenden konzerninternen Darlehen abgelöst bzw. reduziert worden.

Auch im Falle der EIB-Darlehen streben wir einen Schuldnerwechsel an. Im Dezember 2016 haben wir dazu Gespräche mit der EIB aufgenommen, die bei der Aufstellung des Lageberichts noch andauerten. Wir sind zuversichtlich, dass die Bank noch im laufenden Jahr grünes Licht geben wird.

RWE-Anleihen: Fälligkeiten/frühestmögliche Kündigung (Stand: 31.12.2016)

in Mrd. €

2,0

1,5

1,0

0,5

0,0

Jahr 2017 '18 '19 '20 '21 '22 '23 '24 '25 '26 '27 '28 '29 '30 '31 '32 '33 '34 '35 '36 '37 '38 '39 '40 '41 '42 '43

■ Senior-Anleihen (übertragen auf innogy)

■ Hybridanleihen der RWE AG (frühestmögliche Kündigung seitens RWE)

Anleihevolumen auf 14,7 Mrd. € zurückgegangen.

Ende 2016 standen Anleihen der RWE AG bzw. der innogy SE mit einem Nominalvolumen von umgerechnet 14,7 Mrd. € aus. Davon entfallen 10,8 Mrd. € auf Senior-Anleihen und 3,9 Mrd. € auf Hybridanleihen. Gegenüber 2015 ist das Anleihevolumen um 1,7 Mrd. € zurückgegangen, u. a. weil wir im April 2016 eine Senior-Anleihe über 850 Mio. € getilgt haben. Außerdem hat sich der Euro-Gegenwert der in britischen Pfund begebenen Anleihen wechselkursbedingt verringert. Unsere Anleihen lauten auf Euro,ritisches Pfund, Schweizer Franken, US-Dollar und Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, waren wir zum Jahresende zu 63% in Euro und zu 37% in britischen Pfund verschuldet. Unsere ausstehenden Senior-Anleihen hatten Ende 2016 eine durchschnittliche Restlaufzeit von zehn Jahren.

Deutlich verringerte Fremdkapitalkosten.

Die Fremdkapitalkosten des RWE-Konzerns beliefen sich 2016 auf 4,2%, gegenüber 4,8% im Vorjahr. Ermittelt wurden sie für den jahresdurchschnittlichen Bestand unserer Verbindlichkeiten aus Anleihen, Commercial Paper und Bankkrediten. Von den Hybridanleihen wurden nur jene berücksichtigt, die gemäß IFRS den Schulden zuzurechnen sind. Maßgeblich für den Rückgang der Fremdkapitalkosten war die erwähnte Ablösung der Anleihe über 850 Mio. €, die einen vergleichsweise hohen Kupon von 6,25% hatte. Hinzu kam, dass wir uns 2016 verstärkt im Rahmen unseres Commercial-Paper-Programms zu günstigen Konditionen am Geldmarkt refinanziert haben.

Kreditrating (Stand: 31.12.2016)	Moody's	Standard & Poor's	Fitch
Langfristige Finanzschulden			
Senior-Anleihen	Baa3	BBB-	BBB
Nachrangige Anleihen (Hybridanleihen)	Ba2	BB	BB+
Kurzfristige Finanzschulden	P-3	A-3	F3
Ausblick	negativ ¹	stabil	negativ

¹ Bezogen auf Hybridanleihen und künftig begebene Anleihen der RWE AG; für die ausstehenden, auf innogy übertragenen Senior-Anleihen ist der Ausblick stabil.

Standard & Poor's und Moody's stufen langfristiges Kreditrating von RWE herab. Zu den Bestimmungsfaktoren der Fremdfinanzierungskosten zählt auch die Beurteilung unserer Kreditwürdigkeit durch unabhängige Ratingagenturen. Die drei führenden Häuser Moody's, Standard & Poor's und Fitch nehmen in unserem Auftrag Einstufungen der Bonität von RWE vor. Angesichts der schwierigen Rahmenbedingungen in der konventionellen Stromerzeugung haben Moody's und Standard & Poor's im vergangenen Jahr das Rating unserer Senior-Anleihen um eine Einheit herabgestuft. Den Anfang machte im Mai Moody's: Die Agentur senkte unsere Bonitätsnote von Baa2 auf Baa3. Einen Monat

später änderte auch Standard & Poor's das Rating, und zwar von BBB auf BBB-. Von der Agentur Fitch, die wir 2016 erstmals mit der Vergabe eines Ratings beauftragt haben, werden wir mit BBB benotet. Somit bescheinigten uns alle drei Agenturen eine Bonität der Kategorie „Investment Grade“. Der Ratingausblick bei Standard & Poor's ist stabil, bei Moody's und Fitch dagegen negativ. Bei der Einstufung der Bonität von innogy orientieren sich die Agenturen i. d. R. am Rating der RWE AG. Davon abweichend benotet Fitch die Senior-Anleihen unserer Tochter mit A-. Nähere Informationen dazu gibt innogy in ihrem Geschäftsbericht 2016.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	2016	2015	+/- in Mio. €
Funds from Operations	3.013	3.058	-45
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-661	281	-942
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.352	3.339	-987
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-4.570	-1.795	-2.775
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.282	-2.303	6.585
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-24	14	-38
Veränderung der flüssigen Mittel¹	2.040	-745	2.785
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.352	3.339	-987
Abzüglich Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte ²	-2.027	-2.898	871
Free Cash Flow	325	441	-116
Abzüglich Investitionen in Finanzanlagen ²	-281	-275	-6
Abzüglich Ausschüttungen	-407	-1.070	663
Haushaltsüberschuss/-defizit	-363	-904	541

¹ Ohne Berücksichtigung der zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerte betrug die Veränderung der flüssigen Mittel im Berichtsjahr 2.054 Mio. € (Vorjahr: -649 Mio. €).

² Die Position umfasst ausschließlich zahlungswirksame Investitionen.

Operativer Cash Flow 30% unter Vorjahr. Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, den wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten erzielten, hat sich um 30% auf 2.352 Mio. € verringert. Dabei machten sich Effekte bemerkbar, die das Nettoumlaufvermögen betrafen. Dieses unterliegt üblicherweise größeren Schwankungen, insbesondere im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream und im

Netz- und Vertriebsgeschäft von innogy. Beim Vorjahresvergleich kam eine Vielzahl von Sachverhalten zum Tragen. Unter anderem hatten sich Maßnahmen zur Optimierung des Nettoumlaufvermögens 2015 positiv auf den Cash Flow ausgewirkt; einige dieser Maßnahmen sind 2016 aus wirtschaftlichen Gründen wieder zurückgefahren worden.

Durch die Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten sind per saldo 4.570 Mio. € abgeflossen. Neben unseren Ausgaben für Sach- und Finanzanlagen trugen dazu Wertpapierkäufe bei, die mit Erlösen aus dem Börsengang von innogy getätigt wurden. Darüber hinaus stockten wir die Kapitaldeckung für unsere Pensionszusagen auf, indem wir 0,4 Mrd. € auf Treuhänder bzw. Einrichtungen zur betrieblichen Altersversorgung übertrugen. Den dargestellten Mittelabflüssen standen Einnahmen aus Desinvestitionen in Höhe von 0,8 Mrd. € gegenüber.

Aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten vereinnahmten wir 4.282 Mio. €. Darin enthalten ist der gesamte Erlös aus dem Börsengang von innogy in Höhe von 4,6 Mrd. €. Außerdem haben wir 0,5 Mrd. € im Rahmen unseres Commercial-Paper-Programms aufgenommen und sind zusätzliche Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten eingegangen. Gegenläufig wirkte die erwähnte Tilgung einer Senior-Anleihe über 850 Mio. €. Von dieser Anleihe hatten wir bereits in Vorjahren Papiere mit einem Nominalwert von 43 Mio. € zurückgekauft. Weitere Mittelabflüsse ergaben sich durch Ausschüttungen an Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften, Hybridkapitalgeber und Vorzugsaktionäre.

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit hat sich unser Bestand an flüssigen Mitteln per saldo um 2.040 Mio. € vergrößert.

Unser Free Cash Flow – das ist der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte – betrug 325 Mio. € (Vorjahr: 441 Mio. €). Zieht man vom Free Cash Flow die Finanzanlageinvestitionen und die Ausschüttungen ab, ergibt sich ein „Haushaltsdefizit“ von 363 Mio. € (Vorjahr: 904 Mio. €). Wir verfolgen das Ziel, unsere Investitionen und Ausschüttungen vollständig mit dem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit zu finanzieren und damit zumindest einen ausgeglichenen Haushalt auszuweisen. Allerdings können wir dieses Ziel nicht in jedem einzelnen Geschäftsjahr erreichen. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass Veränderungen des Nettoumlaufvermögens zu starken Schwankungen beim operativen Cash Flow führen können.

Nettoschulden¹ in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015	+/- in Mio. €
Flüssige Mittel	4.576	2.522	2.054
Wertpapiere	10.065	7.676	2.389
Sonstiges Finanzvermögen	1.621	1.337	284
Finanzvermögen	16.262	11.535	4.727
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	15.921	16.981	-1.060
Währungskurssicherung von Anleihen	-263	-192	-71
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.263	2.099	164
Finanzverbindlichkeiten	17.921	18.888	-967
Nettofinanzschulden	1.659	7.353	-5.694
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.761	5.842	919
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	-29	-15	-14
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	12.699	10.454	2.245
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.363	2.527	-164
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	334	337	-3
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	-1.078	-1.035	-43
Zuzüglich 50% des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	471	475	-4
Abzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-1.549	-1.510	-39
Nettoschulden	22.709	25.463	-2.754

¹ Seit dem Halbjahresabschluss 2016 erfassen wir in den Nettoschulden auch Rückstellungen für den Rückbau von Windparks; die Zahlen für 2015 wurden entsprechend angepasst.

Rückgang der Nettoschulden wegen hoher Erlöse aus dem erfolgreichen Börsengang von innogy. Unsere Nettoschulden lagen zum 31. Dezember 2016 bei 22,7 Mrd. €. Gegenüber 2015 haben sie sich um 2,8 Mrd. € verringert. Prognostiziert hatten wir ein stabiles Niveau. Der Rückgang der Nettoschulden ist maßgeblich auf die Erlöse aus dem Börsengang von innogy zurückzuführen, deren Höhe bei Veröffentlichung der Prognose im März 2016 noch nicht abgeschätzt werden konnte. Daneben stärkten Desinvestitionen unsere Finanzposition. Außerdem führte die Abwertung des britischen Pfunds dazu, dass unsere auf diese Währung lautenden Verbindlichkeiten umgerechnet in Euro geringer wurden. Aufgrund der genannten Faktoren machen unsere Nettofinanzschulden mit 1,7 Mrd. € weniger als ein Viertel des Vorjahreswerts aus. Dem stand ein Anstieg von 2,2 Mrd. € bei den Kernenergierückstellungen gegenüber, der sich aus der gesetzlichen Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung ergab. In den Rückstellungen haben wir den Risikoaufschlag von 1,8 Mrd. € berücksichtigt, den wir zusätzlich zum Grundbetrag in den Kernenergiefonds einzahlen werden. Hinzu kommt, dass wir für die Kernenergieverpflichtungen, die nach der Fondsdotierung bei uns verbleiben, einen niedrigeren Realabzinsungssatz als bisher

zugrunde legen. Dadurch fallen die Verpflichtungsbarwerte höher aus (siehe Erläuterung im Anhang auf Seite 134 f.). Gestiegen sind auch die Pensionsrückstellungen, und zwar um 0,9 Mrd. €. Ausschlaggebend dafür war die Entwicklung der Marktzinsen. Die im Jahresabschluss 2016 verwendeten Diskontierungssätze belaufen sich auf 1,8% für Deutschland und 2,5% für Großbritannien, gegenüber 2,4% und 3,6% im Vorjahr. Neben dem Anstieg der Rückstellungen schwächte auch das bereits erläuterte Haushaltsdefizit unsere Finanzposition.

Niedrigere außerbilanzielle Verpflichtungen aus langfristigen Beschaffungsverträgen. Nicht in den Nettoschulden enthalten sind unsere außerbilanziellen Verpflichtungen. Diese ergeben sich größtenteils aus Langfristverträgen zur Beschaffung von Brennstoffen und Strom. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen Bezugsverträgen zum Bilanzstichtag 26 Mrd. € bei Brennstoffen (Vorjahr: 42 Mrd. €) und 7,4 Mrd. € bei Strom (Vorjahr: 7,9 Mrd. €). Den Werten liegen Annahmen über die voraussichtliche Entwicklung der Commodity-Preise zugrunde. Weitere Informationen über unsere außerbilanziellen Verpflichtungen finden Sie auf Seite 147 f. im Anhang.

Konzernbilanzstruktur	31.12.2016		31.12.2015	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	45.911	60,1	51.453	64,9
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	12.749	16,7	13.215	16,7
Sachanlagen	24.455	32,0	29.357	37,0
Kurzfristiges Vermögen	30.491	39,9	27.881	35,1
Davon:				
Forderungen und sonstige Vermögenswerte ¹	14.122	18,5	15.922	20,1
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	-	-	41	0,1
Gesamt	76.402	100,0	79.334	100,0
Passiva				
Eigenkapital	7.990	10,5	8.894	11,2
Langfristige Schulden	39.646	51,9	45.315	57,1
Davon:				
Rückstellungen	20.686	27,1	24.623	31,0
Finanzverbindlichkeiten	16.041	21,0	16.718	21,1
Kurzfristige Schulden	28.766	37,6	25.125	31,7
Davon:				
Rückstellungen	12.175	15,9	5.186	6,5
Sonstige Verbindlichkeiten ²	14.449	18,9	17.558	22,1
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	-	-	19	-
Gesamt	76.402	100,0	79.334	100,0

1 Inklusive Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

2 Inklusive Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

Bilanzstruktur: Wertberichtigungen mindern Eigenkapitalquote des RWE-Konzerns. Unsere Bilanzsumme zum 31. Dezember 2016 lag mit 76,4 Mrd. € etwas unter dem Vorjahreswert (79,3 Mrd. €). Eine Rolle spielte dabei, dass das Sachanlagevermögen um 4,9 Mrd. € gesunken ist, vor allem wegen der hohen Wertberichtigungen auf unseren deutschen Kraftwerkspark. Einen Rückgang verzeichneten wir auch bei den Derivaten, und zwar um 2,1 Mrd. € auf der Aktivseite der Bilanz und um 2,3 Mrd. € auf der Passivseite. Hintergrund war, dass im Berichtsjahr zahlreiche Derivatgeschäfte fällig geworden sind. Dagegen haben sich die Wertpapierbestände des Konzerns um 2,4 Mrd. € und die flüssigen Mittel um 2,1 Mrd. € erhöht, insbesondere wegen

der Erlöse aus dem Börsengang von innogy. Diese trugen auf der Passivseite der Bilanz mit 4,6 Mrd. € zum Eigenkapital bei; von dem Betrag entfallen 2,0 Mrd. € auf Anteile anderer Gesellschafter. Trotz dieses Effekts hat sich das Eigenkapital des RWE-Konzerns um 0,9 Mrd. € auf 8,0 Mrd. € verringert. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) ist von 11,2% auf 10,5% zurückgegangen. Neben den Wertberichtigungen kam hier der Anstieg der Kernenergie- und Pensionsrückstellungen um 3,1 Mrd. € zum Tragen. Dass die langfristigen Rückstellungen insgesamt niedriger ausfallen als 2015, beruht darauf, dass der Dotierungsbetrag für den neuen Kernenergiefonds bei den kurzfristigen Rückstellungen ausgewiesen wird.

1.9 ERLÄUTERUNGEN ZUM JAHRESABSCHLUSS DER RWE AG (HOLDING)

Der Einzelabschluss der RWE AG ist – wie schon im Vorjahr – durch die schwierige Lage in der konventionellen Stromerzeugung geprägt. Für 2016 weisen wir einen Jahresfehlbetrag von 1,0 Mrd. € aus. Ausschlaggebend dafür waren die hohen außerplanmäßigen Abschreibungen auf unser deutsches Kraftwerkportfolio. Positive Effekte aus der Reorganisation des RWE-Konzerns konnten dies nur zum Teil ausgleichen.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) auf. Der Abschluss wird bei der Bundesanzeiger Verlag GmbH mit Sitz in Köln eingereicht,

die ihn im Bundesanzeiger veröffentlicht. Er kann bei uns angefordert werden und steht im Internet unter www.rwe.com/ir zur Verfügung.

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Anlagevermögen		
Finanzanlagen	32.115	36.482
Umlaufvermögen		
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	8.218	4.397
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	753	711
Wertpapiere und flüssige Mittel	4.887	1.822
Aktive latente Steuern	–	451
Bilanzsumme Aktiva	45.973	43.863
Eigenkapital	4.697	5.703
Rückstellungen	2.419	3.002
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	32.136	28.386
Übrige Verbindlichkeiten	6.721	6.772
Bilanzsumme Passiva	45.973	43.863

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2016	2015
Ergebnis aus Finanzanlagen	–1.240	–74
Zinsergebnis	–368	–1.038
Sonstige Erträge und Aufwendungen	1.176	–432
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	–569	–1.706
Jahresfehlbetrag	–1.001	–3.250
Gewinnvortrag	–	–
Entnahme aus anderen Gewinnrücklagen	1.006	3.255
Bilanzgewinn	5	5

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2016 eine Bilanzsumme von 46,0 Mrd. € aus. Das sind 2,1 Mrd. € mehr als im Vorjahr. Eine wichtige Rolle spielte dabei der Börsengang von innogy. Aufgrund der Erlöse der RWE AG aus dem Verkauf von innogy-Aktien lag der Bestand an Wertpapieren und flüssigen Mitteln deutlich über dem Vorjahresniveau. Erhöht haben sich auch die Forderungen gegen verbundene Unternehmen. Das ergibt sich aus Ansprüchen der RWE AG auf Dividendenzahlungen der RWE Downstream Beteiligungs GmbH, in der die Anteile von RWE an innogy gebündelt sind. Ebenso wie die Forderungen erhöhten sich auch die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen. Hintergrund ist, dass die RWE Power AG und die RWE Generation SE wegen der Wertberichtigungen auf Kraftwerke hohe handelsrechtliche Verluste auswies. Aufgrund von Ergebnisabführungsverträgen mit diesen Unternehmen ist die Muttergesellschaft RWE AG verpflichtet, die Verluste im Folgejahr auszugleichen. Bei den Finanzanlagen verzeichneten wir einen Rückgang, weil Anteile an verbundenen Unternehmen abgegangen sind und sich die Ausleihungen an Tochtergesellschaften verringert haben. Die Eigenkapitalquote ist von 13,0% auf 10,2% gesunken.

Finanzlage. Wie bereits erläutert, ist die RWE AG nur noch für die Finanzierung jener Aktivitäten verantwortlich, die nach dem Börsengang der innogy SE unter ihrer operativen Kontrolle verblieben sind. Eine ausführliche Darstellung der Finanzlage und der Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr findet sich auf Seite 52 ff.

Ertragslage. Neben der Bilanz war auch die Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG von der Reorganisation des RWE-Konzerns und der schwierigen Lage in der konventionellen Stromerzeugung geprägt.

Das Ergebnis aus Finanzanlagen der RWE AG hat sich um 1.166 Mio. € auf –1.240 Mio. € verschlechtert. Ausschlaggebend dafür waren die hohen Verluste bei der RWE Power AG und RWE Generation SE, die durch die Dividendenansprüche gegenüber der RWE Downstream Beteiligungs GmbH nur zum Teil ausgeglichen wurden. Darüber hinaus haben die RWE AG und einzelne Tochtergesellschaften außerplanmäßige Abschreibungen auf Anteile an in- und ausländischen Konzerngesellschaften vorgenommen. Teilweise sind aber auch – nach Wertberichtigungen in Vorjahren – wieder Zuschreibungen gemacht worden.

Das Zinsergebnis der RWE AG fiel mit –368 Mio. € ebenfalls negativ aus. Gegenüber 2015 hat es sich aber um 670 Mio. € verbessert. Hintergrund ist, dass innogy von der RWE AG einen Großteil der Kapitalmarktschulden übernommen hat (siehe Seite 52 f.).

Verbessert hat sich auch der Saldo aus sonstigen Erträgen und Aufwendungen, und zwar um 1.608 Mio. € auf 1.176 Mio. €. Eine wichtige Rolle spielte dabei, dass im Zuge der Reorganisation des RWE-Konzerns stille Reserven bei Beteiligungen aufgedeckt wurden. Außerdem haben wir mit Wirkung zum Berichtsjahr die Steuerumlagen abgeschafft. Diese waren 2015 noch mit einem negativen Betrag in den sonstigen Erträgen und Aufwendungen enthalten. Durch den Wegfall der Umlagen gehen die entsprechenden steuerlichen Effekte nun ins Ergebnis aus Finanzanlagen ein.

Der Steueraufwand der RWE AG betrug 569 Mio. € (Vorjahr: 1.706 Mio. €). Er wurde hauptsächlich durch Wertberichtigungen auf aktive latente Steuern verursacht.

Aufgrund der dargestellten Entwicklungen schloss die RWE AG mit einem Jahresfehlbetrag ab, der mit 1.001 Mio. € aber wesentlich niedriger war als 2015 (3.250 Mio. €).

Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2016.

Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 27. April 2017 vorschlagen, für das Geschäftsjahr 2016 keine Dividende auf Stammaktien zu zahlen. Bei Vorzugsaktien soll die Ausschüttung erneut dem satzungsgemäßen Vorzugsgewinnanteil von 0,13 € je Aktie entsprechen. Der Dividendenvorschlag spiegelt die erhebliche finanzielle Belastung wider, die Mitte 2017 mit der Dotierung des neuen öffentlich-rechtlichen Kernenergiefonds auf uns zukommt (siehe Seite 34).

Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB und § 315 Abs. 5 HGB.

Der Vorstand der RWE AG hat am 15. Februar 2017 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB und § 315 Abs. 5 HGB abgegeben und auf folgender Internetseite veröffentlicht:

www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung.

1.10 ÜBERNAHMERECHTLICHE ANGABEN

Gegenstand dieses Kapitels sind die Angaben nach §§ 315 Abs. 4 und 289 Abs. 4 des Handelsgesetzbuchs sowie nach § 176 Abs. 1 Satz 1 Aktiengesetz. Dargestellt werden u. a. Regelungen, die bei RWE im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle zum Tragen kommen und die Befugnisse des Vorstands zur Veränderung der Kapitalstruktur betreffen. Diese Regelungen stehen im Einklang mit den Standards deutscher kapitalmarktorientierter Unternehmen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals. Das gezeichnete Kapital der RWE AG besteht aus 575.745.499 nennbetragslosen Stammaktien und 39.000.000 nennbetragslosen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht, die jeweils auf den Inhaber lauten. Das entspricht Anteilen von 93,7% bzw. 6,3% am gezeichneten Kapital. Die Inhaber der Vorzugsaktien haben Vorrang bei der Verteilung des Bilanzgewinns. Dieser wird gemäß Satzung in folgender Reihenfolge verwendet:

- 1) zur Nachzahlung etwaiger Rückstände von Gewinnanteilen auf die Vorzugsaktien aus den Vorjahren;
- 2) zur Zahlung eines Vorzugsgewinnanteils von 0,13 € je Vorzugsaktie;
- 3) zur Zahlung eines Gewinnanteils auf die Stammaktien von bis zu 0,13 € je Stammaktie;
- 4) zur gleichmäßigen Zahlung etwaiger weiterer Gewinnanteile auf die Stamm- und Vorzugsaktien, soweit die Hauptversammlung keine andere Verwendung beschließt.

Die Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals sowie die Ausgestaltung der Rechte und Pflichten der Aktionäre entsprechen den gesetzlichen und satzungsmäßigen Vorgaben.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10% der Stimmrechte. Zum 31. Dezember 2016 gab es eine einzige Beteiligung an der RWE AG von über 10% der Stimmrechte. Gehalten wurde sie von der RWEB GmbH mit Sitz in Dortmund. Die Gesellschaft hatte am 1. Oktober 2016 eine Meldeschwelle nach § 21 Abs. 1 Wertpapierhandelsgesetz unterschritten und uns daraufhin mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil zu diesem Zeitpunkt 14,18% betrug.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/ Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands richtet sich nach den §§ 84 f. Aktiengesetz (AktG) in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz. Satzungsänderungen richten sich nach den Bestimmungen der §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG. Gemäß § 16 Abs. 6 der Satzung werden die Beschlüsse der Hauptversammlung mit einfacher Stimmenmehrheit und – soweit eine Kapitalmehrheit erforderlich ist – mit einfacher Kapitalmehrheit gefasst, falls nicht

das Gesetz oder die Satzung zwingend etwas anderes vorschreiben. Damit wurde von der gesetzlich eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht, eine andere Kapitalmehrheit für eine Satzungsänderung zu bestimmen als vom Gesetz vorgegeben. Nach § 10 Abs. 9 der Satzung ist der Aufsichtsrat ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung, d. h. die sprachliche Form und nicht den Inhalt, betreffen.

Befugnisse des Vorstands zum Erwerb eigener Aktien. Mit Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde die RWE AG ermächtigt, bis zum 15. April 2019 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10% des zum Beschlusszeitpunkt oder – falls dieser Wert geringer ist – des zum Zeitpunkt der Ausübung der Ermächtigung bestehenden Grundkapitals zu erwerben. Die Aktien können nach Wahl des Vorstands über die Börse oder mittels eines öffentlichen Kaufangebots erworben werden.

Die so erworbenen Aktien dürfen anschließend eingezogen werden. Ferner dürfen die erworbenen Aktien im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen oder beim Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen an Dritte übertragen oder in anderer Weise veräußert werden. Eine Veräußerung, die weder über die Börse noch durch ein Angebot an alle Aktionäre erfolgt, ist nur gegen Barzahlung erlaubt. Außerdem darf in diesen Fällen der Veräußerungspreis den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreiten. Die Gesellschaft kann zurückerworbene Aktien auch an die Inhaber von Options- oder Wandelschuldverschreibungen liefern. Schließlich darf die Gesellschaft die Aktien auch verwenden, um Verpflichtungen aus Belegschaftsaktienprogrammen zu erfüllen. In den genannten Fällen ist das Bezugsrecht ausgeschlossen. Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise sowie einmalig oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden.

Befugnisse des Vorstands zur Ausgabe neuer Aktien. Der Vorstand ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 15. April 2019 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 314.749.693,44 € durch Ausgabe von bis zu 122.949.099 auf den Inhaber lautenden Stammaktien gegen Bar- oder Sacheinlagen zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Die Ermächtigungen können ganz oder teilweise sowie einmalig oder mehrmals in Teilbeträgen ausgeübt werden.

Den Aktionären steht grundsätzlich ein Bezugsrecht zu. Der Vorstand kann jedoch mit Zustimmung des Aufsichtsrats das Bezugsrecht in den folgenden Fällen ausschließen: Das Bezugsrecht kann ausgeschlossen werden, um Spitzenbeträge zu vermeiden, die sich aus dem Bezugsverhältnis ergeben. Es kann zudem ausgeschlossen werden, um Aktien gegen Sacheinlagen zum Zwecke von Unternehmenszusammenschlüssen oder zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen auszugeben. Bei einer Barkapitalerhöhung kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, wenn der Ausgabepreis den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreitet und der auf die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, insgesamt entfallende anteilige Betrag 10% des Grundkapitals nicht überschreitet. Schließlich kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, um die Aktien eventuellen Inhabern von Wandel- und Optionsanleihen in dem Umfang anzubieten, wie sie ihnen nach Wandlung bzw. Ausübung der Option als Aktionär zustehen würden.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die Bedingungen der Aktiengabe festzulegen.

Insgesamt darf das Grundkapital durch Ausgabe neuer Aktien unter Bezugsrechtsausschluss um nicht mehr als 20% erhöht werden.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Fremdfinanzierung. Unsere Instrumente zur Fremdfinanzierung enthalten vielfach Klauseln, die sich auf den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle (Change of Control) beziehen. Das trifft u. a. auf unsere Anleihen zu. Handelt es sich um nicht nachrangige Papiere, gilt folgende Regelung: Sollte es bei der RWE AG zu einem Kontrollwechsel in Verbindung mit einer Absenkung des Kreditratings unter die Kategorie „Investment Grade“ kommen, können die Anleihegläubiger die sofortige Rückzahlung verlangen. Tritt der beschriebene Fall bei innogy ein, gilt Entsprechendes für die Anleihen, bei denen die RWE AG als Emittentin bzw. Garantiegeberin durch die innogy SE ersetzt wurde. Bei ihren nachrangigen Hybridanleihen hat die RWE AG in besagtem Fall das Recht, diese innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums zu kündigen; geschieht dies nicht, erhöht sich die jährliche Vergütung, die für die Hybridanleihen zu gewähren ist, um 500 Basispunkte.

Auch die syndizierte Kreditlinie der RWE AG über 4 Mrd. € enthält eine Change-of-Control-Klausel, die im Wesentlichen folgenden Inhalt hat: Im Fall einer Änderung der Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei RWE sind weitere Inanspruchnahmen vorerst ausgesetzt. Die Kreditgeber nehmen mit uns Verhandlungen über eine Fortführung der Kreditlinie auf. Sie können diese kündigen, falls wir mit der Mehrheit von ihnen innerhalb von 30 Tagen nach dem Kontrollwechsel keine Einigung erzielen. Eine ähnliche Regelung gilt für die Darlehen über 645 Mio. € und 350 Mio. £, die uns die Europäische Investitionsbank (EIB) im Oktober 2011 bzw. Februar 2015 gewährt hat. Auch hier ist vertraglich festgelegt, dass innerhalb einer 30-Tage-Frist über die Fortführung des jeweiligen Darlehens verhandelt wird. Verlaufen die Gespräche ergebnislos, kann die EIB die Darlehen kündigen.

Auswirkungen eines Kontrollwechsels auf die Vergütung von Vorstand und Führungskräften. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen und dies für die Vorstandsmitglieder mit wesentlichen Nachteilen verbunden ist. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle niederlegen und die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

Die Höhe der Einmalzahlung entspricht den bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezügen, höchstens jedoch dem Dreifachen der vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Aktienbasierte Vergütungen sind hier nicht eingerechnet. Diese Regelung steht in Einklang mit den geltenden Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Im neuen Strategic Performance Plan, den wir auf Seite 67 f. erläutern, ist für den Vorstand und die Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen festgelegt, dass im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle die gewährten Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt werden. Der Auszahlungsbetrag entspricht der Anzahl der Performance Shares multipliziert mit der Summe aus dem durchschnittlichen Schlusskurs der RWE-Stammaktie über die letzten 30 Börsenhandelstage vor Verlautbarung des Kontrollwechsels und den bis zu diesem Zeitpunkt pro Aktie ausgezahlten Dividenden, gerechnet ab dem Zeitpunkt der Festschreibung der Performance Shares. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle vorläufig bedingt zugeteilten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.

1.11 VERGÜTUNGSBERICHT

Eine transparente Berichterstattung über die Vergütung von Aufsichtsrat und Vorstand gehört für uns zu den Kernelementen guter Corporate Governance. Im Folgenden informieren wir Sie über die Grundsätze des Vergütungssystems der RWE AG sowie über die Struktur und Höhe der Leistungen. Der Vergütungsbericht 2016 berücksichtigt alle gesetzlichen Vorgaben und folgt vollumfänglich den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung der RWE AG geregelt. Der Vorsitzende des Aufsichtsrats erhält pro Geschäftsjahr eine Festvergütung in Höhe von 300 Tsd. € und sein Stellvertreter in Höhe von 200 Tsd. €. Die Vergütung der übrigen Mitglieder des Aufsichtsrats setzt sich aus der Festvergütung in Höhe von 100 Tsd. € pro Geschäftsjahr sowie einer zusätzlichen Vergütung für Ausschusstätigkeiten zusammen, die wie folgt geregelt ist:

Die Mitglieder des Prüfungsausschusses erhalten ein zusätzliches Entgelt von 40 Tsd. €. Für den Vorsitzenden dieses Ausschusses erhöht sich der Betrag auf 80 Tsd. €. Bei den sonstigen Ausschüssen – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses – werden den Mitgliedern und Vorsitzenden zusätzlich 20 bzw. 40 Tsd. € gezahlt. Eine Ausschusstätigkeit wird nur dann vergütet, wenn der jeweilige Ausschuss mindestens einmal im Geschäftsjahr tätig geworden ist.

Mitglieder des Aufsichtsrats, die zur gleichen Zeit mehrere Ämter in dem Gremium ausüben, erhalten nur die Vergütung für das am höchsten vergütete Amt. Übt ein Mitglied des Aufsichtsrats bestimmte Funktionen nur für einen Teil des Geschäftsjahres aus, so wird die Vergütung zeitanteilig gewährt.

Höhe der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Gesamtvergütung der Aufsichtsräte (einschließlich der Vergütungen für Ausschusstätigkeiten) summierte sich für das Geschäftsjahr 2016 auf 2.746 Tsd. € (Vorjahr: 2.720 Tsd. €). Davon wurden 442 Tsd. € (Vorjahr: 420 Tsd. €) für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichtsrats

Neben der Vergütung erhalten Mitglieder des Aufsichtsrats Zahlungen zur Erstattung von Auslagen. Einzelne Mitglieder des Aufsichtsrats beziehen darüber hinaus Einkünfte aus der Ausübung von Aufsichtsratsmandaten bei Tochtergesellschaften der RWE AG.

Die Mitglieder des Aufsichtsrats haben eine Selbstverpflichtungserklärung abgegeben, nach der sie 25 % der gewährten Gesamtvergütung (vor Steuern) – vorbehaltlich etwaiger Verpflichtungen zur Abführung der Vergütung – für den Kauf von RWE-Aktien einsetzen und die Aktien für die Dauer ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der RWE AG halten. Im vergangenen Jahr sind alle Mitglieder, die ihre Vergütung nicht abführen und nach der Aufsichtsratsneuwahl im April 2016 weiterhin dem Gremium angehören, der Selbstverpflichtung bezüglich ihrer Vergütung für 2015 nachgekommen. Im Falle der im April 2016 neu in das Gremium gewählten Mitglieder gilt die Selbstverpflichtung erstmals für die Anfang 2017 ausbezahlte Vergütung für das Geschäftsjahr 2016. Über die Erfüllung der Selbstverpflichtung durch die neuen und wiedergewählten Mitglieder werden wir daher erst im Vergütungsbericht 2017 berichten können.

gewährt. Hinzu kommen Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von 482 Tsd. € (Vorjahr: 265 Tsd. €). Insgesamt betragen die Bezüge 3.228 Tsd. € (ohne Auslagen; Vorjahr: 2.985 Tsd. €).

Die folgende Tabelle zeigt die Gesamtvergütung für alle Personen, die dem Aufsichtsrat in den Jahren 2015 und

2016 angehört haben, und die darin enthaltene Vergütung für Tätigkeiten in Ausschüssen des Aufsichtsrats.

Vergütung des Aufsichtsrats ¹ in Tsd. €	Feste Vergütung		Ausschussvergütung		Gesamtbezüge ²		Mandatsvergütung von Tochtergesellschaften	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	240	100	24	80	264	180	130	-
Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender (bis 20.04.2016)	91	300	-	-	91	300	-	-
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	200	200	-	-	200	200	86	-
Reiner Böhle	100	100	20	20	120	120	48	30
Sandra Bossemeyer (seit 20.04.2016)	70	-	14	-	84	-	-	-
Dieter Faust (bis 20.04.2016)	30	100	12	40	42	140	12	40
Roger Graef (bis 20.04.2016)	30	100	-	-	30	100	-	-
Arno Hahn	100	100	40	40	140	140	54	30
Andreas Henrich (seit 20.04.2016)	70	-	-	-	70	-	-	-
Maria van der Hoeven (20.04. bis 14.10.2016)	49	-	-	-	49	-	12	-
Manfred Holz (bis 20.04.2016)	30	100	6	20	36	120	6	20
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	100	100	20	20	120	120	-	-
Dr. h. c. Monika Kircher (seit 15.10.2016)	21	-	-	-	21	-	-	-
Martina Koederitz (seit 20.04.2016)	70	-	-	-	70	-	33	-
Monika Krebber (seit 20.04.2016)	70	-	14	-	84	-	-	-
Frithjof Kühn (bis 20.04.2016)	30	100	6	20	36	120	-	-
Hans Peter Lafos (bis 20.04.2016)	30	100	-	-	30	100	12	53
Harald Louis (seit 20.04.2016)	70	-	14	-	84	-	-	-
Christine Merkamp (bis 20.04.2016)	30	100	-	-	30	100	-	-
Dagmar Mühlenfeld	100	100	20	20	120	120	-	-
Peter Ottmann (seit 20.04.2016)	70	-	14	-	84	-	8	-
Günther Schartz (seit 20.04.2016)	70	-	14	-	84	-	2	-
Dr. Erhard Schipporeit (seit 20.04.2016)	70	-	56	-	126	-	-	-
Dagmar Schmeer (bis 20.04.2016)	30	100	-	-	30	100	-	12
Prof. Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz (bis 20.04.2016)	30	100	12	40	42	140	-	-
Dr. Wolfgang Schüssel	100	100	34	20	134	120	-	-
Ullrich Sierau	100	100	40	40	140	140	-	-
Ralf Sikorski	100	100	40	40	140	140	50	50
Marion Weckes (seit 20.04.2016)	70	-	28	-	98	-	-	-
Dr. Dieter Zetsche (bis 20.04.2016)	30	100	-	-	30	100	-	-
Leonhard Zubrowski	100	100	20	20	120	120	30	30
Gesamt	2.303	2.300	442	428	2.746	2.729	482	265

1 Aufsichtsratsmitglieder, die im Jahresverlauf aus dem Gremium ausgeschieden oder ihm beigetreten sind, erhalten eine zeitanteilige Vergütung.

2 Die kaufmännische Rundung der Einzelwerte von Fest- und Ausschussvergütung kann dazu führen, dass die Summe der gerundeten Werte nicht den gerundeten Gesamtbezügen entspricht.

Struktur der Vergütung des Vorstands

Überarbeitung des Vergütungssystems. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat der RWE AG festgelegt und regelmäßig daraufhin überprüft, ob sie angemessen und marktüblich sind. Im vergangenen Geschäftsjahr hat der Aufsichtsrat eine grundlegende Überarbeitung des bestehenden Vergütungssystems veranlasst.

Das neue System ist zum 1. Oktober 2016 verabschiedet worden. Es baut auf bewährten Bestandteilen des bisherigen Systems auf, ist jedoch weniger komplex und an die veränderte Konzernstruktur angepasst. Im Folgenden werden wir es näher erläutern. Zusätzlich stellen wir das alte Vergütungssystem dar, das bis zum 30. September 2016 angewendet wurde.

Übergangsjahr. Das Geschäftsjahr 2016 war für RWE ein Übergangsjahr, das geprägt war von der organisatorischen Neuaufstellung sowie dem operativen Start und Börsengang der innogy SE. Dies führte auch zu Veränderungen bei der Zusammensetzung des Vorstands. Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges wurden mit dem operativen Start von innogy am 1. April 2016 in Personalunion zu Vorstandsmitgliedern der neuen Gesellschaft bestellt. Nach dem erfolgreichen Börsengang der innogy SE legten Peter Terium und Dr. Bernhard Günther ihr Mandat als Vorstandsmitglied der RWE AG mit Ablauf des 14. Oktober 2016 nieder, um ausschließlich für innogy tätig zu sein. Uwe Tigges wird sein Mandat als Vorstandsmitglied der RWE AG am 30. April 2017 niederlegen, bis dahin verantwortet er vorübergehend die Personalressorts beider Gesellschaften.

Für den Zeitraum, in dem Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges sowohl als Vorstand der RWE AG als auch in Personalunion als Vorstand der innogy SE bestellt waren, wurden die gewährten Bezüge zwischen den beiden Gesellschaften anteilig verrechnet.

Erfolgsunabhängige Vergütung

Festgehalt und Versorgungsentgelt. Alle Vorstandsmitglieder beziehen ein jährliches Festgehalt, das in zwölf monatlichen Raten ausbezahlt wird. Als zweite fixe Vergütungskomponente steht den Vorstandsmitgliedern seit dem 1. Januar 2011 für jedes Dienstjahr ein Versorgungsentgelt zu, mit Ausnahme von Dr. Rolf Martin Schmitz, dem zuvor bereits eine Pensionszusage erteilt wurde. Das Versorgungsentgelt betrug bis zum 30. September 2016 grundsätzlich

Seit dem 15. Oktober 2016 ist Dr. Rolf Martin Schmitz Vorsitzender des Vorstands der RWE AG. Neu im Gremium ist Dr. Markus Krebber. Er wurde zum 1. Oktober 2016 in den Vorstand der RWE AG berufen und zum Finanzvorstand der Gesellschaft ab dem 15. Oktober 2016 ernannt.

Alle Vorstandsmitglieder erhielten mit Wirkung ab dem 1. Oktober 2016 Dienstverträge auf Basis des neuen Vergütungssystems. Zur Überführung der Vergütungsbestandteile in das neue Vergütungssystem wurden dabei für das Geschäftsjahr 2016 Übergangs- und Ablöseregelungen getroffen. Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges haben mit Wirkung zum 1. Oktober 2016 neue Dienstverträge mit der innogy SE geschlossen. Ihre Dienstverträge mit der RWE AG sind einvernehmlich vorzeitig mit Wirkung zum 30. September 2016 aufgehoben worden.

Grundzüge des alten und neuen Vergütungssystems. Die Vergütung des Vorstands besteht aus erfolgsunabhängigen und erfolgsabhängigen Komponenten: Erstere waren bisher und sind auch künftig das Festgehalt, das Versorgungsentgelt sowie Sach- und sonstige Bezüge. Grundlegende Änderungen ergaben sich bei den erfolgsabhängigen Komponenten. Bis zum 30. September 2016 zählten dazu die einjährige Tantieme, der Tantiemerückbehalt sowie die aktienbasierte Vergütung nach dem Long-Term Incentive Plan Beat 2010 und dem 2014 eingeführten Mid-Term Incentive Plan zur Reduzierung des Verschuldungsgrades. Seit dem 1. Oktober 2016 gibt es nur noch zwei erfolgsabhängige Komponenten: die einjährige Tantieme und als langfristiger Vergütungsbestandteil eine aktienbasierte Vergütung nach dem neuen Strategic Performance Plan.

15% der Zielbarvergütung, die sich aus dem Festgehalt und dem weiter unten erläuterten Tantiemebudget zusammensetzte.

Seit dem 1. Oktober 2016 ist für die Vorstandsmitglieder ein individuell festgelegter Betrag definiert. Sie können wählen, ob das Versorgungsentgelt bar ausbezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung vollständig oder anteilig

durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt werden soll. Zur Finanzierung der Versorgungszusage hat RWE eine Rückdeckungsversicherung abgeschlossen. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt des Vorstandsmitglieds in den Ruhestand abrufbar, frühestens aber mit Vollendung des 60. Lebensjahres oder – bei Neuzusagen seit dem 1. Januar 2012 – mit Vollendung des 62. Lebensjahres. Die Vorstandsmitglieder können zwischen einer Einmalzahlung und einer Ratenzahlung in maximal neun Teilbeträgen wählen. Weitere Versorgungsleistungen erhalten die Vorstandsmitglieder oder ihre Hinterbliebenen

nicht. Soweit im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche erworben wurden, bleiben diese unverändert bestehen. Die entsprechenden Ruhegeldansprüche von Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges wurden auf die innogy SE übertragen.

Sach- und sonstige Bezüge. Zu den erfolgsunabhängigen Vergütungsbestandteilen gehören auch die Sach- und sonstigen Bezüge. Sie bestehen im Wesentlichen aus der Dienstwagennutzung und den Versicherungsprämien zur Unfallversicherung.

Erfolgsabhängige Vergütung

Tantieme. Die Vorstandsmitglieder erhalten eine Tantieme, die sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung des Unternehmens als auch von der individuellen Zielerreichung abhängt. Ausgangspunkt für ihre Ermittlung ist die sogenannte Unternehmenstantieme. Diese bemaß sich bis zum 30. September 2016 danach, inwieweit der zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres festgelegte Planwert für das bereinigte EBIT erreicht wurde. Sie richtet sich auch zukünftig nach dem bereinigten EBIT, wird jedoch gegen einen vom Aufsichtsrat unabhängig vom Planwert festgelegten Zielwert gemessen. Stimmt der Ist-Wert mit dem Plan- bzw. Zielwert nach Ablauf eines Jahres genau überein, liegt die Zielerreichung bei 100%. Die Unternehmenstantieme entspricht dann dem vereinbarten Tantiemebudget. Je nach Höhe des bereinigten EBIT beträgt die Unternehmenstantieme 0% bis maximal 150% des Tantiemebudgets.

Die individuelle Leistung der Vorstandsmitglieder wird dadurch berücksichtigt, dass die Unternehmenstantieme mit einem Leistungsfaktor multipliziert wird. Dieser kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen. Die Regelung bis zum 30. September 2016 sah vor, dass – je nachdem, in welchem Maße ein Vorstandsmitglied seine zu Jahresbeginn vom Aufsichtsrat vorgegebenen Ziele erfüllt hat – der Aufsichtsrat nach Ablauf des Geschäftsjahres über den Grad der individuellen Zielerreichung urteilt und den Leistungsfaktor entsprechend festlegt. Zum 1. Oktober 2016 ist der Leistungsfaktor erweitert worden. Neben den individuellen Zielen berücksichtigt er zu einem Drittel die kollektive Leistung des Gesamtvorstands sowie zu einem weiteren Drittel die Leistungen auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit (Corporate Responsibility) und der Mitarbeitermotivation. Das Kriterium Corporate Responsibility bildet das ökologische und gesellschaftliche Handeln des

Unternehmens ab und wird aus der Nachhaltigkeitsberichterstattung abgeleitet. Die Mitarbeitermotivation wird mithilfe des Motivationsindex ermittelt, der anhand anonymer Befragungen die Leistungsbereitschaft und Zufriedenheit der Mitarbeiter misst. Nach Ablauf des Geschäftsjahres beurteilt der Aufsichtsrat die Leistung der Vorstandsmitglieder bezogen auf diese Kriterien und legt den Leistungsfaktor fest.

Für das Übergangsjahr 2016 war es nicht möglich, die Unternehmenstantieme formelhaft anhand des ursprünglichen Planwerts zu berechnen. Somit erfolgte im Übergangsjahr die Ermittlung der Unternehmenstantieme auf Basis einer Beurteilung durch den Aufsichtsrat.

Die Auszahlung der gesamten Tantieme erfolgt im neuen Vergütungssystem vollständig nach Ablauf des Geschäftsjahres und nach Ermittlung der Unternehmenstantieme und des Leistungsfaktors. Der vormals bestehende und im Nachfolgenden beschriebene Rückbehalt von 25% der Tantieme (Tantiemerückbehalt) entfällt seit dem 1. Oktober 2016. Gleichzeitig ist das Tantiemebudget zugunsten einer Stärkung der aktienbasierten Vergütung um 25% reduziert worden. Zudem werden die Aspekte Corporate Responsibility und Mitarbeitermotivation wie beschrieben nun unmittelbar im Rahmen der Tantieme berücksichtigt.

Tantiemerückbehalt (alt). Einschließlich der Tantieme für das Geschäftsjahr 2015 zahlte RWE den Vorstandsmitgliedern die Tantieme nur zu 75% sofort aus. Die verbleibenden 25% wurden für drei Jahre einbehalten (Tantiemerückbehalt). Nach Ablauf des Dreijahreszeitraums überprüfte der Aufsichtsrat anhand eines sogenannten Bonus-Malus-Faktors, ob der Vorstand das Unternehmen nachhaltig geführt

hat. Nur wenn das der Fall war, wurde die zurückbehaltene Tantieme ausbezahlt. Der Bonus-Malus-Faktor hing zu 45% vom wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens ab, der an der Entwicklung des bereinigten EBIT gemessen wurde. Weitere 45% des Bonus-Malus-Faktors wurden anhand des unternehmensspezifischen Index zur Corporate Responsibility (CR) ermittelt. Die restlichen 10% des Bonus-Malus-Faktors ergaben sich aus der Höhe des Motivationsindex. Der Aufsichtsrat legte vor Beginn der Dreijahresperiode verbindliche Zielwerte für das bereinigte EBIT, den CR-Index und den Motivationsindex fest. Diese wurden am Ende des Zeitraums den tatsächlich erreichten Werten gegenübergestellt. Je besser Letztere ausfielen, desto höher war der Bonus-Malus-Faktor. Er konnte zwischen 0% und 150% liegen.

Durch den Börsengang der innogy SE und die damit einhergehenden Veränderungen sind die in den Vorjahren festgelegten Zielwerte für das bereinigte EBIT, den CR-Index und den Motivationsindex nicht mehr aussagekräftig. Daher hat der Aufsichtsrat beschlossen, die noch ausstehenden Tantiemerückbehalte aus den Geschäftsjahren 2013, 2014 und 2015 im abgelaufenen Geschäftsjahr vorzeitig auszubezahlen. Die individuellen Auszahlungshöhen wurden dabei anhand der historischen Bonus-Malus-Faktoren bestimmt, die das jeweilige Vorstandsmitglied im Durchschnitt erreicht hat. Für das Geschäftsjahr 2016 wurde der Tantiemerückbehalt nicht mehr praktiziert, sondern in die aktienbasierte Vergütung als langfristiges Vergütungselement überführt.

Aktienbasierte Vergütung nach dem Long-Term Incentive Plan Beat 2010 (alt). Zu den erfolgsabhängigen Vergütungskomponenten zählten bis einschließlich 2015 sogenannte Performance Shares, die im Rahmen des Long-Term Incentive Plan Beat 2010 (kurz: Beat) zugeteilt wurden. Mit Beat sollte die Nachhaltigkeit des Beitrags des Vorstands und der Führungskräfte zum Unternehmenserfolg honoriert werden. Die Performance Shares gewährten den Inhabern das bedingte Recht auf eine Barauszahlung, die nach einer Wartezeit von vier oder optional bis zu fünf Jahren geleistet wurde. Eine Barauszahlung wurde aber nur dann vorgenommen, wenn die Performance der RWE-Stammaktie – also die Rendite aus Aktienkursänderung, Dividende und Bezugsrecht – am Ende der Wartezeit besser war als die von mindestens 25% der im STOXX Europe 600 Utilities vertretenen Vergleichsunternehmen. Bei der Erfolgsmessung wurden die Vergleichsunternehmen gewichtet, und zwar genau so wie im Referenzindex zum Zeitpunkt der Auflegung der jeweiligen Beat-Tranche.

Schlug RWE 25% des Indexgewichts, wurden 7,5% der Performance Shares werthaltig. Mit jedem weiteren Prozentpunkt, um den das Indexgewicht übertroffen wurde, stieg der Anteil der werthaltigen Performance Shares um 1,5 Prozentpunkte. Die Höhe der Barauszahlung wurde auf Basis des so ermittelten Auszahlungsfaktors, des durchschnittlichen RWE-Aktienkurses an den letzten 60 Börsentagen vor Programmablauf sowie der Anzahl der zugeteilten Performance Shares berechnet. Sie war für die Vorstandsmitglieder auf das Eineinhalbfache des Zuteilungswertes der Performance Shares beschränkt. Voraussetzung für die Teilnahme am Beat war, dass die Vorstandsmitglieder ein Eigeninvestment in RWE-Stammaktien tätigten. Der geforderte Anlagebetrag entsprach einem Drittel des Zuteilungswertes der gewährten Performance Shares nach Steuern. Die Aktien mussten während der gesamten Wartezeit der jeweiligen Beat-Tranche gehalten werden.

Mit Einführung des neuen Vergütungssystems ist im Geschäftsjahr 2016 der weiter unten beschriebene Strategic Performance Plan an die Stelle des Beat getreten. Um an dem neuen Plan teilzunehmen, haben die Mitglieder des Vorstands freiwillig ihren Verzicht auf sämtliche noch ausstehende Beat-Tranchen (Tranchen 2013, 2014 und 2015) erklärt. Die aus diesen Tranchen zugeteilten Performance Shares sind ersatzlos verfallen, etwaige Ausgleichszahlungen an die Vorstandsmitglieder wurden dafür nicht geleistet.

Mid-Term Incentive Plan (alt). Eine weitere erfolgsabhängige Komponente im alten Vergütungssystem war der Mid-Term Incentive Plan (kurz: MTIP), der 2014 eingeführt wurde und sich auf den Dreijahreszeitraum bis Ende 2016 bezog. Performance-Kriterium des MTIP war der Verschuldungsfaktor (Leverage Factor) von RWE, also das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA. Der Plan sollte das Management darin unterstützen, alle geeigneten Maßnahmen und Anstrengungen im Konzern auf das Ziel auszurichten, Verschuldung und Ertragskraft wieder in ein gesundes und nachhaltiges Verhältnis zueinander zu bringen.

Der MTIP trat neben den Long-Term Incentive Plan Beat 2010, dessen Budget für die Laufzeit des MTIP auf die Hälfte gekürzt wurde. Mit der anderen Hälfte wurde das Zuteilungsbudget des MTIP abgedeckt. Ziel dieses Plans war es, den Verschuldungsfaktor bis Ende 2016 auf 3,0 zu senken. Bei exakter Erfüllung der Vorgabe wäre den Vorstandsmitgliedern das Zuteilungsbudget zu 100% ausgezahlt worden. Eine weitergehende Senkung des Verschuldungsfaktors hätte die Auszahlung linear auf maximal 150% des Zuteilungsbudgets ansteigen lassen. Diese Obergrenze wäre bei einem Verschuldungsfaktor von 2,7 erreicht worden. Umgekehrt

wäre die Auszahlung gesunken, wenn der Faktor die Zielmarke von 3,0 überschritten hätte. Beim Wert von 3,3 hätten die Vorstandsmitglieder noch 50% des Zuteilungsbudgets erhalten. Für darüberliegende Werte war keine Auszahlung vorgesehen.

Mit dem Ende des Geschäftsjahres 2016 erfolgte die Abrechnung des einmalig gewährten MTIP. Da der Verschuldungsfaktor den Wert von 3,3 überstieg, fand keine Auszahlung aus dem MTIP statt.

Aktienbasierte Vergütung nach dem Strategic Performance Plan (neu). Im Rahmen des neuen Vergütungssystems tritt der Strategic Performance Plan (kurz: SPP) an die Stelle des bisherigen Beat als aktienbasierte Vergütungskomponente, des MTIP und des Tantiemerückbehalts. Der SPP reflektiert die organisatorische Neuaufstellung des RWE-Konzerns und honoriert das Erreichen langfristiger strategischer Ziele. Aus diesem Grund wurden für die RWE AG und die innogy SE getrennte Strategic Performance Pläne eingeführt. Hinsichtlich der Umsetzung und des zeitlichen Ablaufs sind die Pläne beider Gesellschaften gleich ausgestaltet. Unterschiede ergeben sich u. a. dadurch, dass für die Erfolgsmessung Aktien und Ergebnisgrößen der jeweiligen Gesellschaft – RWE AG oder innogy SE – zugrunde gelegt werden.

Da der SPP auf die Erreichung langfristiger und zukünftiger Ziele ausgerichtet ist, erhielten Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges im Übergangsjahr 2016 ihre Zuteilung vollständig aus dem SPP der innogy SE. Aus der Perspektive des RWE-Konzerns ist dieser Vergütungsbestandteil für die genannten drei Vorstandsmitglieder als aktienbasierte Vergütung zu behandeln und wird im Vergütungsbericht dementsprechend dargestellt. Im Einzelabschluss der RWE AG hingegen wird die auf den SPP der innogy SE entfallende Vergütung für Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges als nicht-aktienbasiert eingestuft. Grund dafür ist, dass die Höhe der Auszahlung nicht von der Kursentwicklung der Aktien der RWE AG, sondern der Aktien der innogy SE abhängt.

Die Planbedingungen des SPP der RWE AG und der innogy SE sehen eine Tranche im Übergangsjahr 2016 vor und drei weitere Tranchen, die jeweils in den Geschäftsjahren 2017, 2018 und 2019 beginnen. Die Gewährung der im Folgenden erläuterten Performance Shares erfolgt jeweils rückwirkend zum 1. Januar eines Geschäftsjahres. Die Vorstandsmitglieder erhalten je Tranche ein individuelles Zuteilungsschreiben, das den vom Aufsichtsrat festgelegten Brutto-Zuteilungsbetrag (in Euro) sowie die Anzahl der bedingt gewährten Performance Shares definiert.

Ebenso wie der Beat basiert auch der SPP auf vorläufig bedingt zugeteilten Performance Shares. Zunächst wird dabei für jedes Vorstandsmitglied die Anzahl der für die jeweilige Tranche vorläufig zugeteilten Performance Shares ermittelt. Hierzu wird der individuelle Zuteilungswert durch den durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE-Stammaktie bzw. der innogy-Aktie der letzten 30 Börsenhandelstage vor Gewährung dividiert. Die vorläufig bedingt gewährten Performance Shares haben eine Laufzeit von insgesamt vier Jahren (Vesting-Periode). Hiervon abweichend erfolgte im Übergangsjahr 2016 die Ermittlung der für das Geschäftsjahr 2016 zugeteilten Performance Shares ab Datum des Börsenübergangs der innogy SE und bemisst sich daher an den durchschnittlichen Xetra-Schlusskursen der RWE-Stammaktie bzw. der innogy-Aktie der ersten zehn Handelstage seit dem 7. Oktober 2016.

Mit Ablauf des ersten Jahres wird die finale Anzahl der Performance Shares der jeweiligen Tranche festgestellt. Sie ist abhängig vom erzielten bereinigten Nettoergebnis der Gesellschaft, dem sogenannten Adjusted Net Income (ANI), im Verhältnis zu einem vom Aufsichtsrat festgelegten Zielwert und kann zwischen 0% und 150% der vorläufig zugeteilten Anzahl der Performance Shares betragen. Wird der für das jeweilige Jahr festgelegte ANI-Zielwert genau erreicht, werden 100% der vorläufig zugeteilten Performance Shares dieser Tranche final festgeschrieben. Die jeweiligen ANI-Zielwerte für die Geschäftsjahre 2017, 2018 und 2019 wurden vom Aufsichtsrat im Geschäftsjahr 2016 einmalig festgelegt und können grundsätzlich nicht mehr verändert werden.

Die so final festgeschriebenen Performance Shares werden am Ende einer Haltefrist von drei weiteren Jahren vollständig in bar ausbezahlt. Die Höhe der Auszahlung berechnet sich aus der finalen Anzahl der Performance Shares, multipliziert mit dem durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE- bzw. innogy-Aktie der letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende der Vesting-Periode, zuzüglich der Dividende, die während der Haltefrist ausgezahlt wird. Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist auf 200% des individuellen Zuteilungswertes begrenzt.

Für das Geschäftsjahr 2016 wird die aktienbasierte Vergütung bereits vollständig auf Basis des SPP gewährt. Die ANI-Performancemessung für diese Tranche erfolgt parallel zur Performancemessung der SPP-Tranche 2017 auf Basis des ANI 2017. An die Feststellung der finalen Anzahl an Performance Shares schließt sich für die Tranche 2016 eine zweijährige Haltefrist an. Die Vesting-Periode für die Tranche 2016 endet somit mit Ablauf des Geschäftsjahres 2019.

Die Vorstandsmitglieder sind – wie vormals im Beat – verpflichtet, ein Eigeninvestment in Aktien ihrer Gesellschaft zu tätigen. Dazu sind 25% des Betrages, der ihnen nach Ablauf der Haltefrist ausgezahlt wird, abzüglich der darauf anfallenden Steuern in RWE- bzw. innogy-Aktien anzulegen und für drei weitere Jahre zu halten.

Im Vorgriff auf die 2017 zu erwartenden Anpassungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) ist im SPP eine sogenannte Malus-Regelung enthalten. Danach kann der Aufsichtsrat der RWE AG bzw. innogy SE z. B. gravierende Verstöße gegen den Verhaltenskodex der Gesellschaft mit einer Kürzung oder dem vollständigen Verfall von laufenden SPP-Tranchen ahnden.

Mandatsbezüge. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG erhielten im abgelaufenen Geschäftsjahr Bezüge für die Wahrnehmung von Aufsichtsratsmandaten in konzernverbundenen Unternehmen. Diese Bezüge werden vollständig auf die Tantieme angerechnet und führen damit nicht zu einer Erhöhung der Gesamtbezüge.

Anteile der Einzelkomponenten an der Gesamtvergütung. Unterstellt man, dass das Unternehmen und die Vorstandsmitglieder ihre Zielvorgaben für das jeweilige Geschäftsjahr zu 100% erreichen, ergibt sich in etwa folgende Vergütungsstruktur: Die erfolgsunabhängigen Vergütungsbestandteile – also Festgehalt, Versorgungsentgelt sowie Sach- und sonstige Bezüge – machen rund 30% der Gesamtvergütung aus. Auf die kurzfristige variable Vergütung – also die unmittelbar ausgezahlte Tantieme – entfallen 23%. Die langfristigen Vergütungskomponenten – bislang Tantiemerückbehalt und Beat, zukünftig SPP – waren im Geschäftsjahr 2016 geprägt von der vorzeitigen Auszahlung der ausstehenden Tantiemerückbehalte der Jahre 2013, 2014 und 2015 und summieren sich daher auf 47% der Gesamtvergütung.

Leistungen für den Fall der Beendigung der Tätigkeit. Mitglieder des Vorstands erhalten unter bestimmten Voraussetzungen auch nach Beendigung ihrer Vorstandstätigkeit Leistungen von RWE, die im Folgenden beschrieben werden.

Regelung zur Altersversorgung. Vor Einführung des Versorgungsentgelts zum 1. Januar 2011 wurde den Mitgliedern des Vorstands eine Pensionszusage erteilt. Von den aktuellen Vorstandsmitgliedern ist dies nur bei Dr. Rolf Martin Schmitz der Fall; seine Pensionszusage besteht unverändert fort. Sie gewährt Anspruch auf ein lebenslanges Ruhegeld, das bei altersbedingtem Ausscheiden, dauerhafter Arbeitsunfähigkeit oder bei einer von der Gesellschaft ausgehenden vorzeitigen Beendigung oder einer Nichtverlängerung des

Dienstvertrags gewährt wird. Im Todesfall besteht Anspruch auf eine Hinterbliebenenversorgung. Maßgeblich für die Höhe des Ruhegeldes und der Hinterbliebenenversorgung sind das ruhegeldfähige Einkommen und der Versorgungsgrad, der sich aus der Anzahl der geleisteten Dienstjahre ergibt.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Die Mitglieder des Vorstands haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen und dies für das Vorstandsmitglied mit wesentlichen Nachteilen verbunden wäre. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle niederlegen und die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

Ein Kontrollerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30% der Stimmrechte auf sich vereinigen oder auf sonstige Art einen beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft ausüben können. Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle liegt auch vor, wenn die Gesellschaft mit einem anderen Rechtsträger verschmolzen wird, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50% des Werts der RWE AG.

Bei Beendigung des Dienstverhältnisses aufgrund eines Wechsels der Unternehmenskontrolle erhält das Vorstandsmitglied eine Einmalzahlung in Höhe der bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezüge, höchstens jedoch das Dreifache seiner vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Die aktienbasierte Vergütung des SPP wird hier nicht eingerechnet.

Kommt es zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, werden alle Performance Shares des SPP, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle vorläufig bedingt zugeteilten Performance Shares des SPP verfallen ersatz- und entschädigungslos.

Vorzeitige Beendigung und Abfindungsobergrenze. Im Falle einer sonstigen vorzeitigen Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund wird eine Abfindung gezahlt, die auf zwei Jahresgesamtvergütungen begrenzt ist und keinen längeren Zeitraum als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet.

Höhe der Vergütung des Vorstands

Die nachfolgend dargestellte Vergütung des Vorstands wurde aus der Konzernperspektive nach den Vorgaben des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) ermittelt. Berücksichtigt wird die im Zeitraum der Bestellung im Geschäftsjahr 2016 an die Vorstandsmitglieder gewährte Vergütung. Insoweit wird für Peter Terium und Dr. Bernhard Günther die Vergütung im Zeitraum bis zum 14. Oktober 2016 und für Dr. Markus Krebber im Zeitraum ab dem 1. Oktober 2016 berücksichtigt. Aus Konzernsicht wird für Uwe Tigges auch die Vergütung ausgewiesen, die ihm nach Abschluss des neuen Dienstvertrags bis zum 31. Dezember 2016 durch die innogy SE gewährt wurde.

Gesamtbezüge für das Geschäftsjahr 2016. Dem Vorstand der RWE AG wurde für das Geschäftsjahr 2016 eine nach HGB ermittelte Vergütung von insgesamt 15.486 Tsd. € gewährt. Hierbei sind für Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges auch anteilige Bezüge berücksichtigt, die für ihre Zeit der Bestellung als Vorstand der RWE AG 2016 von der innogy SE getragen bzw. ausgezahlt wurden. Der entsprechende Vorjahreswert betrug 11.373 Tsd. €.

Höhe der einzelnen Vergütungsbestandteile. Die erfolgsunabhängigen Vergütungskomponenten summierten sich 2016 auf 4.471 Tsd. € (Vorjahr: 4.943 Tsd. €). Nach den Offenlegungsvorschriften des HGB zählt der jährliche Dienstzeitaufwand für Pensionszusagen nicht zu den Vergütungen, wohl aber das Versorgungsentgelt. Letzteres betrug im Zeitraum ihrer Bestellung für Peter Terium 360 Tsd. € (Vorjahr: ganzjährig 480 Tsd. €), für Dr. Bernhard Günther 191 Tsd. € (Vorjahr: ganzjährig 255 Tsd. €) und für Uwe Tigges wie im

Vorjahr 255 Tsd. € (ganzjährig). Dr. Markus Krebber erhielt 2016 ein zeitanteiliges Versorgungsentgelt von 64 Tsd. €. Dr. Bernhard Günther hat seinen Betrag durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt.

Die erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteile beliefen sich auf insgesamt 11.015 Tsd. € (Vorjahr: 6.430 Tsd. €). Davon entfielen 4.115 Tsd. € (Vorjahr: 3.925 Tsd. €) auf die unmittelbar auszahlende Tantieme für das Geschäftsjahr 2016 und 2.987 Tsd. € (Vorjahr: 1.750 Tsd. €) auf die Zuteilung aus dem Strategic Performance Plan. Die zurückbehaltenen Tantiemen für die Geschäftsjahre 2013, 2014 und 2015 wurden bei Vertragsumstellung vorzeitig auf der Basis individualisierter, historischer Zielerreichungen abgelöst und sind in Höhe von 3.913 Tsd. € in den genannten erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteilen enthalten.

Der zeitanteilige Tantiemerückbehalt für das Geschäftsjahr 2016 (Zeitraum bis 30. September 2016) wurde nicht einbehalten, sondern im Übergangsjahr einmalig in den Strategic Performance Plan überführt und somit als langfristiger Vergütungsbestandteil ausgewiesen.

Der MTIP endete am 31. Dezember 2016, ohne dass eine Auszahlung an die Vorstandsmitglieder stattfand.

Die für das Geschäftsjahr 2016 gewährten kurzfristigen Vergütungen gemäß HGB sind in der folgenden Übersicht zusammengefasst.

Kurzfristige Vorstandsvergütung ¹	Peter Terium		Dr. Rolf Martin Schmitz		Dr. Bernhard Günther		Uwe Tigges		Dr. Markus Krebber		Gesamt	
	bis 14.10.2016				bis 14.10.2016				seit 01.10.2016			
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
in Tsd. €												
Erfolgsunabhängige Vergütung												
Festgehalt	1.050	1.400	960	960	563	750	750	750	188	-	3.511	3.860
Sach- und sonstige Bezüge (Dienstwagennutzung, Unfallversicherung)	23	36	19	13	24	23	20	21	4	-	90	93
Sonstige Zahlungen (Versorgungsentgelt)	360	480	-	-	191	255	255	255	64	-	870	990
Summe	1.433	1.916	979	973	778	1.028	1.025	1.026	256	-	4.471	4.943
Erfolgsbezogene Vergütung												
Unmittelbar ausgezahlte Tantieme	1.224	1.395	962	811	635	701	861	721	133	-	3.815	3.628
Mandatseinkünfte ²	27	47	150	150	25	60	20	40	78	-	300	297
Tantieme	1.251	1.442	1.112	961	660	761	881	761	211	-	4.115	3.925
Gesamt	2.684	3.358	2.091	1.934	1.438	1.789	1.906	1.787	467	-	8.586	8.868

1 Aus der Sicht des Einzelunternehmens RWE AG ergeben sich – abweichend von der Tabelle – erfolgsunabhängige Bezüge von 955 Tsd. € für Peter Terium, 519 Tsd. € für Dr. Bernhard Günther und 641 Tsd. € für Uwe Tigges; die erfolgsabhängigen Bezüge belaufen sich auf 834 Tsd. € für Peter Terium, 440 Tsd. € für Dr. Bernhard Günther und 550 Tsd. € für Uwe Tigges.

2 Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate wurden 2016 vollständig auf die Tantiemzahlung der RWE AG angerechnet.

Auszahlung der Tantiemerückbehalte von 2013 bis 2015.

Die folgende Übersicht zeigt, in welcher Höhe die für 2013 bis 2015 zurückbehaltenen Tantiemen vorzeitig abgelöst wurden. Von den Vorstandsmitgliedern betraf dies

Peter Terium, Dr. Rolf Martin Schmitz, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges. Ihr Tantiemerückbehalt für das Geschäftsjahr 2016 (anteilig bis 30. September) ist in den neuen Strategic Performance Plan eingeflossen.

Tantiemerückbehalt	Vorzeitige Ablösung einbehaltener Tantiemerückbehalte im Geschäftsjahr 2016							
	Nachrichtlich: Überführung in SPP Tranche 2016					Ziel- erreichung historischer Durch- schnitts- wert	Auszahlung September 2016	Vorjahres- wert
in Tsd. €								
Rückbehalt für das Geschäftsjahr	2016	2015	2014	2013	2013 – 2015	2013 – 2015	2013 – 2015	2012
Peter Terium	338	481	515	444	1.440	101,6%	1.462	366
Dr. Rolf Martin Schmitz	225	320	343	296	959	98,7%	947	293
Dr. Bernhard Günther	178	254	272	234	760	102,8%	781	96
Uwe Tigges	178	254	272	177	703	102,8%	723	-
Summe	919	1.309	1.402	1.151	3.862	101,5%	3.913	755

Long-Term Incentive Plan Beat 2010. Wie auf Seite 66 dargestellt, haben die Vorstandsmitglieder auf die laufenden

Beat-Tranchen verzichtet, um am SPP teilnehmen zu können. Somit gab es für 2016 keine Auszahlungen aus dem Beat.

Strategic Performance Plan. Im Geschäftsjahr 2016 erfolgte die Zuteilung für Dr. Rolf Martin Schmitz und Dr. Markus Krebber aus dem SPP der RWE AG. Die Zuteilung für Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges erfolgte mit Blick auf ihre neuen Funktionen bereits gesamthaft unter dem SPP der innogy SE. Wie beschrieben ist der letztmalig für den Zeitraum bis zum 30. September 2016 zu bildende Tantiemerückbehalt mit Ablösung des alten Vergütungs-

systems im Geschäftsjahr 2016 ebenfalls in die Zuteilung für die Vorstandsmitglieder nach dem SPP geflossen.

Die folgende Übersicht zeigt, in welchem Wert den Mitgliedern des Vorstands 2016 Performance Shares insgesamt zugeteilt wurden und in welcher Höhe diese Zuteilung auf die RWE AG entfällt.

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung ¹	Strategic Performance Plan Tranche 2016		Anteilige Gewährung RWE AG	
	Plan	Ø Aktienkurs	Performance Shares Stück	Zuteilungswert bei Gewährung in Tsd. €
Dr. Rolf Martin Schmitz	RWE AG	13,78 €	55.787	769
Dr. Markus Krebber	RWE AG	13,78 €	17.915	247
Summe			73.702	1.016
Peter Terium	innogy SE	37,13 €	21.714	806
Dr. Bernhard Günther	innogy SE	37,13 €	12.372	459
Uwe Tigges	innogy SE	37,13 €	19.021	706
Summe			53.107	1.971

¹ Aus Sicht des Gesamtkonzerns gelten die hier genannten Vergütungen der Herren Terium, Günther und Tigges als aktienbasiert. Für die Vergütungsangabe im Einzelabschluss der RWE AG sind sie jedoch nach HGB als nicht-aktienbasiert einzustufen. Grund dafür ist, dass die Auszahlungshöhe nicht von der Kursentwicklung der Aktien der RWE AG, sondern der Aktien der innogy SE abhängt. Gemäß HGB werden diese Zuteilungen aus Sicht des Einzelabschlusses erst bei Eintritt der jeweiligen Auszahlungsbedingungen in die Gesamtbezüge eingerechnet.

Die Tabelle unten gibt an, in welcher Höhe Rückstellungen für Verpflichtungen aus den Beat-Tranchen 2013 bis 2015

aufgelöst bzw. für Verpflichtung aus der Tranche 2016 des SPP zugeführt worden sind.

Zuführung zu (+) bzw. Auflösung von (-) Rückstellungen für aktienbasierte Vergütungen mit langfristiger Anreizwirkung (Beat-Tranchen 2013 bis 2015)	2016 in Tsd. €	2015 in Tsd. €
Peter Terium	143	-770
Dr. Rolf Martin Schmitz	141	-463
Dr. Bernhard Günther	82	-221
Dr. Markus Krebber	46	-
Uwe Tigges	134	-144
Summe	546	-1.598

Verpflichtungen aus der Altregelung zur Altersversorgung. Der nach deutschem Handelsrecht nicht zur Vergütung zählende Dienstzeitaufwand (Service Cost) für Pensionsverpflichtungen gegenüber Dr. Rolf Martin Schmitz (siehe Tabelle auf der folgenden Seite) lag 2016 bei 229 Tsd. € (Vorjahr: 581 Tsd. €). Der nach International Financial Reporting Standards (IFRS) ermittelte Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 13.923 Tsd. € (Vorjahr: 11.900 Tsd. €). Der

Pensionswert nach HGB belief sich auf 9.894 Tsd. € (Vorjahr: 9.459 Tsd. €). Für 2016 wurden Zuführungen zum Pensionswert in Höhe von 435 Tsd. € (Vorjahr: 1.404 Tsd. €) geleistet.

Nach Maßgabe der ruhegeldfähigen Bezüge zum 31. Dezember 2016 beträgt das voraussichtliche jährliche Ruhegeld für Dr. Rolf Martin Schmitz bei Erreichen der Regelaltersgrenze wie im Vorjahr 484 Tsd. €. Darin enthalten sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern.

Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex

Nach dem Deutschen Corporate Governance Kodex in der Fassung vom 5. Mai 2015 besteht die Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder aus den monetären Vergütungsteilen, den Versorgungszusagen, den sonstigen Zusagen, Nebenleistungen jeder Art und Leistungen von Dritten, die im Hinblick auf die Vorstandstätigkeit im Geschäftsjahr gewährt wurden bzw. zugeflossen sind. Abweichend von den Vorgaben des HGB gehört auch der jährliche Dienstzeitaufwand für Pensionszusagen zur Gesamtvergütung.

In Ziffer 4.2.5 Abs. 3 des Kodex wird benannt, welche Vergütungskomponenten für jedes Vorstandsmitglied offengelegt werden sollen. Konkretisiert wird die empfohlene Darstellung durch Mustertabellen, die im Folgenden verwendet werden. Die Tabellen zeigen, welche Zuwendungen den Mitgliedern des Vorstands der RWE AG für 2016 und das Vorjahr gewährt wurden. Allerdings gingen damit teilweise noch keine Zahlungen einher. Daher wird in weiteren Übersichten dargestellt, in welcher Höhe den Vorstandsmitgliedern Mittel zugeflossen sind („Zufluss“).

Gewährte Zuwendungen	Dr. Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016				Dr. Markus Krebber seit 01.10.2016 Finanzvorstand seit 15.10.2016		
	2015	2016	2016 (Min)	2016 (Max)	2016	2016 (Min)	2016 (Max)
in Tsd. €							
Festvergütung	960	960	960	960	188	188	188
Versorgungsentgelt	-	-	-	-	64	64	64
Nebenleistungen	13	19	19	19	4	4	4
Summe Festvergütung	973	979	979	979	256	256	256
Einjährige variable Vergütung	900	900	0	1.620	178	0	320
Tantieme	900	900	0	1.620	178	0	320
Mehrjährige variable Vergütung	675	769	0	1.538	247	0	494
Tantiemerückbehalt 2015 (Laufzeit: 2016–2018)	300	-	-	-	-	-	-
Tantiemerückbehalt 2016 ¹	-	-	-	-	-	-	-
LTIP Beat Tranche 2015 (Laufzeit: 2015–2018)	375	-	-	-	-	-	-
LTIP SPP Tranche 2016 ² (Laufzeit: 2016–2019)	-	769	0	1.538	247	0	494
MTIP (Laufzeit: 2014–2016)	-	-	-	-	-	-	-
Summe variable Vergütung	1.575	1.669	0	3.158	425	0	814
Summe	2.548	2.648	979	4.137	681	256	1.070
Versorgungsaufwand	581	229	229	229	-	-	-
Gesamtvergütung	3.129	2.877	1.208	4.366	681	256	1.070

1 Der vertraglich bis zum 30. September 2016 vorgesehene Tantiemerückbehalt wurde im Übergangsjahr 2016 nicht einbehalten, sondern einmalig der Tranche 2016 des SPP zugeführt.

2 Die Gewährung enthält den bis zum 30. September 2016 vorgesehenen Tantiemerückbehalt.

Gewährte Zuwendungen	Uwe Tigges Personalvorstand/Arbeitsdirektor			
	2015	2016	2016 (Min)	2016 (Max)
	in Tsd. €			
Festvergütung	750	750	750	750
Versorgungsentgelt	255	255	255	255
Nebenleistungen	21	20	20	20
Summe Festvergütung	1.026	1.025	1.025	1.025
Einjährige variable Vergütung	713	713	0	1.283
Tantieme	713	713	0	1.283
Mehrjährige variable Vergütung	612	706	0	1.412
Tantiemerückbehalt 2015 (Laufzeit: 2016–2018)	237	-	-	-
Tantiemerückbehalt 2016 ¹	-	-	-	-
LTIP Beat Tranche 2015 (Laufzeit: 2015–2018)	375	-	-	-
LTIP SPP Tranche 2016 ² (Laufzeit: 2016–2019)	-	706	0	1.412
MTIP (Laufzeit: 2014–2016)	-	-	-	-
Summe variable Vergütung	1.325	1.419	0	2.695
Summe	2.351	2.444	1.025	3.720
Versorgungsaufwand	-	-	-	-
Gesamtvergütung	2.351	2.444	1.025	3.720

1 Anstelle des bis zum 30. September 2016 vertraglich vorgesehenen Tantiemerückbehalts wurden 25% des Tantiemebudgets der Tranche 2016 des SPP zugeführt.

2 Die Gewährung enthält den bis zum 30. September 2016 vorgesehenen Tantiemerückbehalt.

Gewährte Zuwendungen	Peter Terium Vorstandsvorsitzender bis 14.10.2016				Dr. Bernhard Günther Finanzvorstand bis 14.10.2016			
	2015	2016	2016 (Min)	2016 (Max)	2015	2016	2016 (Min)	2016 (Max)
in Tsd. €								
Festvergütung	1.400	1.050	1.050	1.050	750	563	563	563
Versorgungsentgelt	480	360	360	360	255	191	191	191
Nebenleistungen	36	23	23	23	23	24	24	24
Summe Festvergütung	1.916	1.433	1.433	1.433	1.028	778	778	778
Einjährige variable Vergütung	1.350	1.013	0	1.823	713	534	0	961
Tantieme	1.350	1.013	0	1.823	713	534	0	961
Mehrjährige variable Vergütung	1.075	806	0	1.612	612	459	0	918
Tantiemerückbehalt 2015 (Laufzeit: 2016–2018)	450	-	-	-	237	-	-	-
Tantiemerückbehalt 2016 ¹	-	-	-	-	-	-	-	-
LTIP Beat Tranche 2015 (Laufzeit: 2015–2018)	625	-	-	-	375	-	-	-
LTIP SPP Tranche 2016 ² (Laufzeit: 2016–2019)	-	806	0	1.612	-	459	0	918
MTIP (Laufzeit: 2014–2016)	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe variable Vergütung	2.425	1.819	0	3.435	1.325	993	0	1.879
Summe	4.341	3.252	1.433	4.868	2.353	1.771	778	2.657
Versorgungsaufwand	-	-	-	-	-	-	-	-
Gesamtvergütung	4.341	3.252	1.433	4.868	2.353	1.771	778	2.657

1 Anstelle des bis zum 30. September 2016 vertraglich vorgesehenen Tantiemerückbehalts wurden 25% des Tantiemebudgets der Tranche 2016 des SPP zugeführt.

2 Die Gewährung enthält den bis zum 30. September 2016 vorgesehenen Tantiemerückbehalt.

Zufluss	Dr. Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016		Dr. Markus Krebber seit 01.10.2016 Finanzvorstand seit 15.10.2016		Uwe Tigges Personalvorstand/ Arbeitsdirektor	
	2016	2015	2016	2016	2015	
in Tsd. €						
Festvergütung	960	960	188	750	750	
Versorgungsentgelt	-	-	64	255	255	
Nebenleistungen	19	13	4	20	21	
Summe Festvergütung	979	973	256	1.025	1.026	
Einjährige variable Vergütung	1.112	961	211	881	761	
Tantieme ¹	1.112	961	211	881	761	
Mehrjährige variable Vergütung	947	293	0	723	0	
Tantiemerückbehalt 2012 (Laufzeit: 2013–2015)	-	293	-	-	-	
Tantiemerückbehalte 2013-2015 (Ablösung)	947	-	-	723	-	
LTIP Beat Tranche 2012 (Laufzeit: 2012–2015)	-	0	-	-	0	
LTIP Beat Tranchen 2013–2015 (ersatzloser Verzicht)	0	-	0	0	-	
MTIP (Laufzeit: 2014–2016)	0	-	0	0	-	
Sonstiges	-	-	-	-	-	
Summe variable Vergütung	2.059	1.254	211	1.604	761	
Summe	3.038	2.227	467	2.629	1.787	
Versorgungsaufwand	229	581	-	-	-	
Gesamtvergütung	3.267	2.808	467	2.629	1.787	

1 Die Tantieme berücksichtigt Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate; siehe auch Seite 70, Tabelle „Kurzfristige Vorstandsvergütung“.

Zufluss	Peter Terium Vorstandsvorsitzender bis 14.10.2016		Dr. Bernhard Günther Finanzvorstand bis 14.10.2016	
	2016	2015	2016	2015
in Tsd. €				
Festvergütung	1.050	1.400	563	750
Versorgungsentgelt	360	480	191	255
Nebenleistungen	23	36	24	23
Summe Festvergütung	1.433	1.916	778	1.028
Einjährige variable Vergütung	1.251	1.442	660	761
Tantieme ¹	1.251	1.442	660	761
Mehrjährige variable Vergütung	1.462	366	781	96
Tantiemerückbehalt 2012 (Laufzeit: 2013–2015)	-	366	-	96
Tantiemerückbehalte 2013–2015 (Ablösung)	1.462	-	781	-
LTIP Beat Tranche 2012 (Laufzeit: 2012–2015)	-	0	0	0
LTIP Beat Tranchen 2013–2015 (ersatzloser Verzicht)	0	-	0	-
MTIP (Laufzeit 2014–2016)	0	-	-	-
Sonstiges	-	-	-	-
Summe variable Vergütung	2.713	1.808	1.441	857
Summe	4.146	3.724	2.219	1.885
Versorgungsaufwand	-	-	-	-
Gesamtvergütung	4.146	3.724	2.219	1.885

¹ Die Tantieme berücksichtigt Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate; siehe auch Seite 70, Tabelle „Kurzfristige Vorstandsvergütung“.

1.12 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Die Energieversorgung ist ein langfristig angelegtes Geschäftsmodell. Kraftwerke und Netze werden nicht für Jahre geplant, sondern für Jahrzehnte. Die vergangenen Jahre haben gezeigt, wie schnell sich die politischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen im Energiesektor ändern können. Dieses Risiko besteht fort, vor allem in der konventionellen Stromerzeugung. Beispielsweise ist unklar, welche regulatorischen Eingriffe aus dem deutschen Klimaschutzplan 2050 folgen werden. Ebenso wenig lässt sich die Entwicklung der Marktpreise für Strom und Brennstoffe prognostizieren, von der die Kraftwerksmargen abhängen. Ein professionelles Risikomanagement ist für Versorger wie RWE daher unerlässlich. „Professionell“ heißt, dass wir Risiken systematisch erfassen, bewerten und steuern. Es heißt aber auch, dass wir Chancen erkennen – und nutzen.

Neuaufteilung der Verantwortung für das Risikomanagement im RWE-Konzern. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir nicht nur den RWE-Konzern, sondern auch unser Risikomanagement neu organisiert. Mit ihrem Börsengang im Oktober hat innogy SE die alleinige Verantwortung für die Steuerung und Überwachung der Risiken ihrer Tochtergesellschaften übernommen, während die RWE AG für die Risiken der übrigen Konzernunternehmen zuständig bleibt. Die Risikomanagementsysteme der beiden Gesellschaften sind in wesentlichen Punkten identisch, etwa bei der Einordnung von Risiken in Risikoklassen. Im folgenden Abschnitt erläutern wir das Risikomanagementsystem der RWE AG und verweisen auf die entsprechenden Ausführungen von innogy in ihrem Geschäftsbericht 2016. Bei der Darstellung der wesentlichen Risiken des RWE-Konzerns sind die Risiken unserer Tochter miterfasst.

Organisation des Risikomanagements der RWE AG. Die Hauptverantwortung für unser Risikomanagement liegt beim Vorstand der RWE AG. Er überwacht und steuert das Gesamtrisiko der Gesellschaft und der von ihr operativ geführten Tochterunternehmen. Dazu bestimmt er die Risikobereitschaft von RWE und definiert Obergrenzen für Risikopositionen.

Auf der Ebene unterhalb des Vorstands obliegt es dem Bereich Controlling & Risikomanagement, das Risikomanagementsystem anzuwenden und weiterzuentwickeln. Der Bereich prüft die erhobenen Risiken auf Plausibilität und Vollständigkeit, fasst sie zusammen und legt Obergrenzen für Risiken der operativen Einheiten fest. Unterstützt wird er dabei vom Risikomanagement-Ausschuss. Dieser besteht aus den Leitern folgender fünf Bereiche der RWE AG mit konzernweiter Zuständigkeit: Controlling & Risikomanagement (Vorsitz), Rechnungswesen, Finanzen & Kreditrisiko, Konzernentwicklung & Vorstandsbelange und Recht. Der Bereich Controlling & Risikomanagement berichtet dem Vorstand und dem Aufsichtsrat der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Unternehmens.

Darüber hinaus sind folgende Organisationseinheiten und Komitees mit Risikomanagement-Aufgaben betraut:

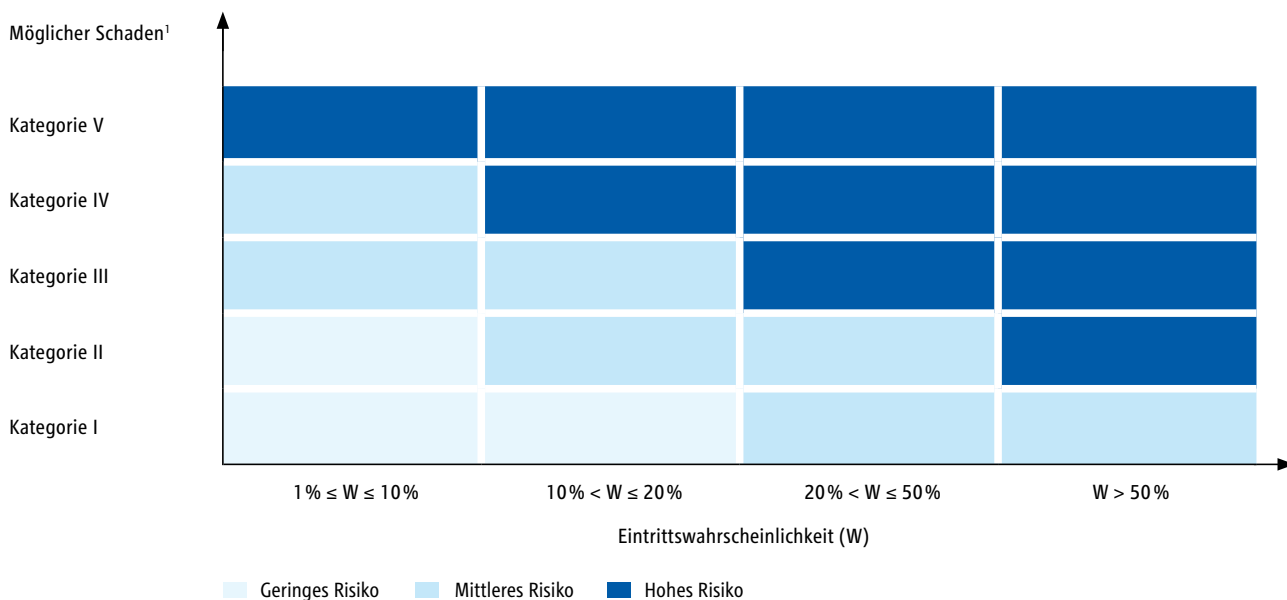
- Finanzwirtschaftliche Risiken und Kreditrisiken werden vom Bereich Finanzen & Kreditrisiko gesteuert, der dem Finanzvorstand der RWE AG unterstellt ist.
- Für Risiken der Finanzberichterstattung ist der Bereich Rechnungswesen zuständig. Er ist ebenfalls dem Finanzvorstand der RWE AG unterstellt und bedient sich eines rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems, das wir auf Seite 85 f. erläutern.
- Der Bereich Interne Revision & Compliance wacht darüber, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird. Sein besonderes Augenmerk liegt darauf, Korruptionsrisiken zu vermeiden. Er berichtet an den Vorstandsvorsitzenden der RWE AG oder – sollten Mitglieder des Vorstands betroffen sein – direkt an den Aufsichtsratsvorsitzenden und an den Vorsitzenden des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrats.
- Risiken aus Schwankungen von Commodity-Preisen werden, soweit sie die konventionelle Stromerzeugung, den Energiehandel und das Gas-Midstream-Geschäft betreffen, von RWE Supply & Trading überwacht.
- Strategien, die der Begrenzung von Marktrisiken aus dem Erzeugungs- und dem Gas-Midstream-Geschäft dienen, sind vom Commodity-Management-Komitee zu genehmigen. Dabei handelt es sich um ein Expertengremium, das aktuell mit den Mitgliedern der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading und dem Leiter des Bereichs Controlling & Risikomanagement besetzt ist.
- Daneben bestimmt das Asset-Management-Komitee über die strategischen Leitlinien für die Verwaltung der Finanzanlagen einschließlich der Mittel des RWE Pensionstreuhand e. V. Diese Aufgabe nimmt es derzeit auch für Geldanlagen der innogy SE wahr. Zu den Mitgliedern des Komitees zählen der Finanzvorstand der RWE AG, der Leiter des Bereichs Finanzen & Kreditrisiko, der Leiter des

Bereichs Portfolio Management/Mergers & Acquisitions und der Leiter der Abteilung Financial Asset Management aus dem Bereich Portfolio Management/Mergers & Acquisitions. Hinzu kommen von innogy die Leiter der Bereiche Finanzen, Controlling & Risk sowie Rechnungswesen & Steuern.

Unter fachlicher Führung der genannten Organisationseinheiten und unter Beachtung allgemeiner Richtlinien sind unsere Konzerngesellschaften dafür verantwortlich, dass Risiken frühzeitig erkannt, richtig bewertet und den Konzernvorgaben entsprechend gesteuert werden. Die Qualität und Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems wird regelmäßig von der internen Revision begutachtet.

- Außerdem gibt es bei RWE ein Komitee, das die Verantwortlichen aus dem Rechnungswesen und den für die Rechnungslegung wichtigen Funktionen dabei unterstützt, die Gefahr einer fehlerhaften Finanzberichterstattung einzudämmen (siehe Seite 85).

Risikomatrix für den RWE-Konzern



Schadenskategorien	Ergebnisrisiken Mögliche Auswirkung auf das Nettoergebnis – quantifiziert in Abhängigkeit vom bereinigten EBIT und vom Eigenkapital ²	Verschuldungs-/Liquiditätsrisiken Mögliche Auswirkungen auf den Free Cash Flow und/oder die Nettoschulden
Kategorie V	≥ 50% vom Eigenkapital	≥ 8 Mrd. €
Kategorie IV	≥ 50% vom bereinigten EBIT und < 50% vom Eigenkapital	≥ 4 Mrd. € und < 8 Mrd. €
Kategorie III	≥ 20% und < 50% vom bereinigten EBIT	≥ 2 Mrd. € und < 4 Mrd. €
Kategorie II	≥ 10% und < 20% vom bereinigten EBIT	≥ 1 Mrd. € und < 2 Mrd. €
Kategorie I	< 10% vom bereinigten EBIT	< 1 Mrd. €

¹ Bezogen auf das Jahr, in dem die maximale Schadenshöhe eintreten könnte

² Beim bereinigten EBIT (neue Bezeichnung für „betriebliches Ergebnis“, siehe Seite 41) wurde der aus der Mittelfristplanung abgeleitete Durchschnittswert für die Jahre 2017 bis 2019 angesetzt und beim Eigenkapital der um die Anteile anderer Gesellschafter gekürzte Wert aus dem Halbjahresabschluss 2016 (6.188 Mio. €).

Risikomanagement als kontinuierlicher Prozess. Risiken und Chancen sind definiert als negative bzw. positive Abweichungen von Planwerten. Ihr Management ist bei uns als kontinuierlicher Vorgang in die betrieblichen Abläufe integriert. Wir erheben Risiken im Halbjahresrhythmus mithilfe einer Bottom-up-Analyse. Aber auch zwischen den turnusgemäßen Erhebungszeitpunkten überwachen wir die Risikolage. Wesentliche Veränderungen werden dem Vorstand der RWE AG umgehend mitgeteilt. Unsere Führungs- und Aufsichtsgremien lassen sich im Rahmen der Quartalsberichterstattung über die Risikolage informieren.

Unsere Analyse der Risiken erstreckt sich i. d. R. auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung, kann bei längerfristigen Risiken aber auch darüber hinausreichen. Wir be-

werten Risiken zum einen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das Nettoergebnis und zum anderen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Free Cash Flow und die Nettoschulden. Für alle Risiken ermitteln wir die Eintrittswahrscheinlichkeit und die mögliche Schadenshöhe. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie zu einer Position zusammengefasst. Die wesentlichen Risiken stellen wir in einer Matrix dar: Dort sind sie mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit und der möglichen Nettoschadenshöhe erfasst, d. h. unter Berücksichtigung von Absicherungsmaßnahmen wie dem Abschluss von Versicherungen oder der Bildung von Rückstellungen. Je nach Position in der Matrix werden Risiken als gering, mittel oder hoch eingestuft. Auf Basis dieser Analyse können wir ermitteln, ob Handlungsbedarf besteht, und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen einleiten.

Wesentliche Risiken des RWE-Konzerns ¹	Einstufung des höchsten Einzelrisikos	
	31.12.2016	31.12.2015
Marktrisiken	mittel	mittel
Regulatorische und politische Risiken	hoch	hoch
Rechtliche Risiken	mittel	mittel
Operative Risiken	gering	gering
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	mittel
Bonität von Geschäftspartnern	mittel	mittel
Sonstige Risiken	mittel	mittel

¹ Stand: 31. Dezember 2016. Aufgrund der Konzernperspektive sind die Risiken von innogy einbezogen.

Wesentliche Risiken für den RWE-Konzern. Wie in der Tabelle oben dargestellt, lassen sich unsere wesentlichen Risiken nach ihrem Gegenstand in sieben Klassen einteilen. Dabei bestimmt das höchste Einzelrisiko darüber, welches Risiko der gesamten Klasse beigemessen wird. Das größte Schadenspotenzial sehen wir derzeit bei den regulatorischen und politischen Risiken. Im Folgenden erläutern wir unsere wesentlichen Risiken und Chancen und zeigen auf, mit welchen Maßnahmen wir der Gefahr negativer Entwicklungen begegnen.

- **Marktrisiken.** Der RWE-Konzern ist vielfältigen Marktrisiken ausgesetzt. In den meisten Ländern, in denen wir aktiv sind, ist der Energiesektor durch freie Preisbildung an den Großhandelsmärkten und eine hohe Wettbewerbsintensität im Vertrieb gekennzeichnet. Schwächen beim Marktauftritt können in einem solchen Umfeld schnell zu Kundenverlusten und Ertragseinbußen führen. Besonders schwer wiegen Marktrisiken, die sich aus der Preisentwicklung an den Commodity-Märkten ergeben. Beispielsweise

mindern fallende Stromnotierungen die Wirtschaftlichkeit unserer Kraftwerke und bestimmter zu Fixpreisen abgeschlossener Strombezugsverträge. Möglicherweise müssen wir dann außerplanmäßige Abschreibungen vornehmen oder Rückstellungen bilden. Auch im Gasspeichergeschäft kann Wertberichtigungsbedarf entstehen, etwa wenn sich die saisonalen Unterschiede beim Gaspreis und somit die erzielbaren Margen verringern. Obwohl wir in der Vergangenheit bereits hohe außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen haben, besteht das Wertberichtigungsrisiko fort. Allerdings sehen wir auch Chancen: Sollten sich die Großhandelspreise für Strom und Gas in eine für RWE vorteilhafte Richtung entwickeln, könnte das einen sehr positiven Einfluss auf unsere Ertragslage haben.

Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir anhand aktueller Notierungen im Terminhandel und erwarteter Volatilitäten. Die Commodity-Preisrisiken der Erzeugungs- und Vertriebsgesellschaften im Konzern werden über Absicherungsvorgaben gesteuert.

Für unsere Kraftwerke begrenzen wir Margenrisiken dadurch, dass wir ihren Strom größtenteils auf Termin verkaufen und dabei die für seine Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte preislich absichern. Unsere Ziele dabei sind, die Folgen negativer Entwicklungen einzudämmen, kurzfristige Preisschwankungen auszugleichen und zusätzliches Gewinnpotenzial zu erschließen. Terminmärkte nutzen wir auch im Gas-Midstream-Geschäft. Risiken aus langfristigen, ölpreisgebundenen Gasbezugsverträgen sind wir hier bereits vor Jahren dadurch begegnet, dass wir in Revisionsverhandlungen mit unseren Gaslieferanten durchgesetzt haben, dass die Kontrakte auf Gas-großhandelspreis-Indexierung umgestellt oder vorzeitig beendet werden. Lediglich für unseren Vertrag mit Gazprom konnte noch keine endgültige Regelung getroffen werden. Allerdings haben wir im Mai 2016 Anpassungen der Konditionen erreicht, durch die sichergestellt ist, dass der Kontrakt auf absehbare Zeit keine Ergebnisrisiken für uns birgt (siehe Seite 39).

Beim Management von Commodity-Preisrisiken übernimmt RWE Supply & Trading eine zentrale Rolle. Das Unternehmen ist die Schnittstelle des Konzerns zu den weltweiten Großhandelsmärkten für Strom und Energierohstoffe. Es vermarktet große Teile unserer Erzeugungsposition und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ein. Seine Funktion als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Risiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen. Die Handelsgeschäfte dienen allerdings nicht ausschließlich der Risikominderung. In begrenztem Umfang geht RWE Supply & Trading auch Commodity-Positionen ein, um damit Gewinne zu erzielen.

Unser Risikomanagementsystem im Energiehandel ist eng an die Best-Practice-Regelungen angelehnt, die für Handelsgeschäfte von Banken gelten. Dazu gehört, dass Transaktionen mit Dritten nur abgeschlossen werden, wenn sich die Risiken aus ihnen innerhalb genehmigter Grenzen bewegen. Richtlinien geben vor, wie mit Commodity-Preisrisiken und den damit zusammenhängenden Kreditrisiken umzugehen ist. Unsere Tochtergesellschaften überwachen ihre Commodity-Positionen fortlaufend. Risiken aus reinen Handelsgeschäften der RWE Supply & Trading unterliegen der täglichen Kontrolle.

Von zentraler Bedeutung für die Risikomessung im Energiehandel ist der Value at Risk (VaR). Er gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit in einer gegebenen Zeitspanne nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt ein Konfidenzniveau von 95% zugrunde. Für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das heißt, der VaR stellt den Tagesverlust dar, der mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% nicht überschritten wird. Zentrale Steuerungsgröße bei Commodity-Positionen ist der VaR für das Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading, der maximal 40 Mio. € betragen darf. Im Geschäftsjahr 2016 belief er sich auf durchschnittlich 17 Mio. € (Vorjahr: 16 Mio. €); der maximale Tageswert lag bei 34 Mio. € (Vorjahr: 31 Mio. €). Überdies haben wir Limite für die einzelnen Handelstische vergeben. Außerdem loten wir in Stresstests Extremszenarien aus, ermitteln deren mögliche Folgen auf die Ertragslage und steuern gegen, wenn wir Risiken als zu hoch erachten.

Mithilfe des VaR-Konzepts messen wir auch, wie stark sich Commodity-Preisrisiken, denen wir außerhalb des Handelsgeschäfts ausgesetzt sind, auf das bereinigte Konzern-EBIT auswirken können. Dazu ermitteln wir aus den Commodity-Risikopositionen der Einzelgesellschaften das Gesamtrisiko für den Konzern, das hauptsächlich aus der Stromerzeugung stammt. Da der Großteil unserer Erzeugungsposition für 2017 bereits vollständig abgesichert ist, verbleiben für dieses Jahr nur geringe Marktpreisrisiken. Daneben sehen wir kurzfristige Gewinnchancen, weil wir unsere Kraftwerke flexibel einsetzen können.

Finanzinstrumente, die zur Absicherung von Commodity-Positionen dienen, werden teilweise als bilanzielle Sicherungsbeziehungen im Konzernabschluss dargestellt. Dies gilt auch für Finanzinstrumente, mit denen wir Zins- und Währungsrisiken begrenzen. Nähere Ausführungen dazu finden Sie auf Seite 144 ff. im Anhang.

Unsere größten Marktrisiken liegen unverändert in der Kategorie „mittel“.

- **Regulatorische und politische Risiken.** Die Energieversorgung ist ein langfristiges Geschäft, und wer es betreibt, ist in besonderer Weise auf stabile, verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Investitionen in Kraftwerke werden für Zeiträume getätigt, die Jahrzehnte umfassen. Striktere Emissionsobergrenzen können zu massiven Ertragsausfällen führen, wenn die Übergangszeiträume zu kurz sind und bestehende Anlagen vorzeitig stillgelegt werden müssen. Ein solches Risiko ergibt sich durch den Klimaschutzplan 2050, den die Bundesregierung im November vorgelegt hat (siehe Seite 33). Demnach muss der Energiesektor seine Emissionen bis 2030 um mehr als 60% unter das Niveau von 1990 absenken. Wir halten das Ziel für sehr ambitioniert und sehen die Gefahr, dass Kohlekraftwerke früher als geplant vom Netz gehen müssen. Hier liegt derzeit das größte Einzelrisiko für RWE. Die theoretisch mögliche Belastung ist erheblich, allerdings halten wir ihr Eintreten für eher unwahrscheinlich. Die sektoralen Emissionsminderungsziele sind nicht endgültig, sondern werden noch einer umfassenden Folgenabschätzung unterzogen. Im Dialog mit der Politik, Gewerkschaften, Beschäftigten und anderen Gruppen werden wir darauf hinweisen, welche Nachteile ein zu ehrgeiziger Emissionsreduktionspfad haben kann, insbesondere im Hinblick auf die Sicherheit der Stromversorgung.

Abrupte Veränderungen des regulatorischen Rahmens gab es in den vergangenen Jahren vor allem auf dem Gebiet der Kernenergie. Ein Beispiel dafür ist der plötzliche Kurswechsel in der deutschen Energiepolitik nach der Reaktor-katastrophe von Fukushima im März 2011. Mit der Anfang August 2011 in Kraft getretenen 13. Novelle des Atomgesetzes hat die Bundesregierung die 2010 beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht und die sofortige Stilllegung von acht der 17 deutschen Reaktoren verfügt. Für die übrigen Blöcke wurden zeitlich gestaffelte Abschalttermine festgelegt (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 43). Wir haben im Februar und August 2012 Verfassungsbeschwerden eingelegt, u. a. weil die Betreiber der Anlagen keine Entschädigungen für die Laufzeitverkürzung erhalten haben. Im Dezember 2016 hat das Verfassungsgericht unsere Entschädigungsansprüche teilweise bestätigt und dem Gesetzgeber aufgetragen, bis Mitte 2018 entsprechende Ausgleichsregelungen zu treffen.

Geklärt werden konnte 2016 auch die künftige Aufteilung der Verantwortung für die kerntechnische Entsorgung zwischen den deutschen Kraftwerksbetreibern und dem Staat. Im Dezember 2016 haben Bundestag und Bundesrat ein Gesetz dazu verabschiedet (siehe Seite 34). Es sieht vor, dass der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernimmt. Diese Aufgaben werden aus einem Fonds finanziert, den die Kraftwerksbetreiber dotieren. RWE wird rund 6,8 Mrd. € in den Fonds einzahlen. Darin eingeschlossen ist ein Risikoaufschlag von 1,8 Mrd. €, durch den wir von Nachschusspflichten freigestellt werden. Die Zahlungen gehen damit über die Rückstellungen hinaus, die wir für die vom Bund übernommenen Entsorgungsverpflichtungen gebildet haben. Allerdings verringert sich zugleich das Risiko, dass staatlich verursachte Kostensteigerungen, etwa bei der Endlagersuche, die Finanz- und Ertragskraft von RWE zusätzlich schmälern.

Offen ist noch, ob die Kernbrennstoffsteuer in Einklang mit der deutschen Verfassung steht. Die Steuer ist im Zeitraum von 2011 bis 2016 erhoben worden. Wir halten sie für rechtswidrig und haben daher bei den zuständigen Finanzgerichten Klage erhoben. Das Finanzgericht Hamburg hat die Frage der Verfassungsmäßigkeit des Kernbrennstoffsteuergesetzes im Januar 2013 dem Bundesverfassungsgericht zur Entscheidung vorgelegt. Im Dezember 2013 beschloss das Finanzgericht Hamburg in einem Parallelverfahren außerdem eine Vorlage beim Europäischen Gerichtshof. Nachdem dieser im Juni 2015 entschieden hat, dass die Kernbrennstoffsteuer nicht gegen Europarecht verstößt, steht jetzt noch das Urteil des Bundesverfassungsgerichts aus. Es wird voraussichtlich 2017 ergehen. Sollten die Richter die Steuer als rechtswidrig einstufen, besteht die Chance, dass uns die gezahlten Beträge in voller Höhe erstattet werden.

Regulatorischen Risiken ist die konventionelle Stromerzeugung auch außerhalb Deutschlands ausgesetzt. Beispielsweise ist nicht auszuschließen, dass in den Niederlanden die Kohlesteuer wieder eingeführt wird. Dort und in Großbritannien machen sich politische Gruppierungen für einen frühzeitigen Kohleausstieg stark. Noch ist offen, ob sie sich damit durchsetzen und wie eine solche Laufzeitbeschränkung aussehen könnte.

Im regulierten Netzgeschäft, das innogy in Deutschland und Osteuropa betreibt, ergeben sich Risiken aus turnusgemäßen Anpassungen der Rahmenbedingungen. Deutschland hat 2016 die Anreizregulierungsverordnung dahingehend novelliert, dass Investitionen der Verteilnetzbetreiber künftig ohne Zeitverzug in die Netzentgelte eingehen (siehe Seite 35). Die Reform soll zur kommenden fünfjährigen Regulierungsperiode für Gas (ab 2018) und Strom (ab 2019) wirksam werden. Für Gesellschaften, die im Rahmen der Energiewende hohe Investitionen tätigen, kann sie mit großen Vorteilen verbunden sein. Festgelegt wurde auch, welche Eigenkapitalverzinsung den Netzbetreibern in der kommenden Regulierungsperiode zugestanden wird. Die künftigen Sätze sind wesentlich niedriger als die derzeit gültigen (siehe Seite 35). Weitere wichtige Entscheidungen für die kommenden Regulierungsperioden stehen aber noch aus. Beispielsweise muss der Regulierer noch die maximal zulässigen Erlöse der einzelnen Gesellschaften festlegen. Außerdem hat er die Netzbetreiber im Hinblick auf ihre Effizienz zu bewerten. Werden hier Defizite gesehen, sind die Gesellschaften gefordert, diese durch Kosteneinsparungen bis zum Ende der Regulierungsperiode zu beseitigen. Unabhängig davon, ob ihnen das gelingt, senkt der Regulierer die Erlösobergrenzen für die betroffenen Unternehmen stufenweise ab. Insgesamt besteht somit das Risiko, dass den Netzgesellschaften von innogy zu niedrige Erlösobergrenzen zugewilligt werden und diese wegen vermeintlicher Ineffizienzen im Laufe der Regulierungsperiode sogar weiter abgesenkt werden. Wir sehen aber auch die Chance, dass der Regulierer günstige Parameter für die Netzbetreiber festlegt.

Regulatorische Eingriffe zulasten der Energieversorger drohen auch im Vertriebsgeschäft. Ein Beleg dafür sind die auf Seite 36 vorgestellten Beschlüsse des britischen Kartellamts CMA. Demnach werden die Tarife für Kunden mit Spezialzählern, die eine Vorauszahlung des Stroms per Geldkarte ermöglichen, vom 1. April 2017 an für drei Jahre gedeckelt. Außerdem sollen Unternehmen offenlegen müssen, welche ihrer Kunden seit mehr als drei Jahren Strom oder Gas auf Basis des gleichen Standardtarifs beziehen, damit Wettbewerber den Kunden Alternativeangebote machen können. Die britische Regierung überlegt derzeit, mit welchen zusätzlichen Maßnahmen die Wechselbereitschaft von Kunden erhöht werden kann. Wir sehen die Gefahr, dass die Vorgaben des CMA und möglicherweise weitere Staatseingriffe die ohnehin schwierige Lage im britischen Vertrieb zusätzlich verschärfen.

Innerhalb des bestehenden politischen Rahmens ist der RWE-Konzern genehmigungsrechtlichen Risiken beim Bau und Betrieb von Produktionsanlagen ausgesetzt. Dies betrifft vor allem unsere Tagebaue, Kraftwerke und Windparks. Wird ihr laufender Betrieb gestört, kann es zu erheblichen Produktions- und Erlöseinbußen kommen. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass uns die erforderlichen Genehmigungen für Neubauprojekte verspätet oder gar nicht erteilt werden. Auch bereits erteilte Genehmigungen können wieder entzogen werden. Je nach Baufortschritt und vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Zulieferern kann dies zu großen finanziellen Belastungen führen. Durch sorgfältige Vorbereitung und Begleitung unserer Genehmigungsanträge versuchen wir, dieses Risiko so gering wie möglich zu halten.

Im Hinblick auf die regulatorischen und politischen Risiken messen wir dem Klimaschutzplan 2050 und seinen möglichen Folgen derzeit die größte Bedeutung zu. Das damit verbundene Risiko ist das einzige, das wir derzeit in die Kategorie „hoch“ einordnen. Im Vorjahr hatten wir an dieser Stelle ein anderes hohes Risiko gemeldet: Es lag in der Ungewissheit darüber, wie die Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung zwischen dem Bund und den Versorgern aufgeteilt wird und wie viel die Unternehmen in den Kernenergiefonds einzahlen müssen. Hier hat der Gesetzgeber inzwischen Klarheit geschaffen.

- **Rechtliche Risiken.** Einzelne Gesellschaften des RWE-Konzerns sind durch ihren Geschäftsbetrieb oder durch Unternehmenskäufe in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Es werden mitunter auch außergerichtliche Ansprüche gegen sie geltend gemacht. Darüber hinaus sind Unternehmen des RWE-Konzerns an verschiedenen behördlichen Verfahren direkt beteiligt oder zumindest von deren Ergebnissen betroffen. Für mögliche Verluste aus schwebenden Verfahren vor ordentlichen Gerichten und Schiedsgerichten haben wir Rückstellungen gebildet.

Risiken können sich auch aus Freistellungen und Garantien ergeben, die wir Erwerbern beim Verkauf von Beteiligungen eingeräumt haben. Durch Freistellungen wird erreicht, dass der Verkäufer für Risiken aufkommt, die im Rahmen der vorvertraglichen Unternehmensprüfung erkannt wurden, bei denen aber unklar ist, ob sie eintreten werden. Im Gegensatz dazu decken Garantien auch Risiken ab, die beim Verkauf noch unbekannt sind. Die beschriebenen Absicherungsinstrumente sind beim Verkauf von Gesellschaften und Beteiligungen Standard.

Unsere rechtlichen Risiken bewegen sich maximal in der Kategorie „mittel“. Hier hat sich gegenüber dem Vorjahr keine Veränderung ergeben.

- **Operative Risiken.** RWE betreibt technologisch komplexe und vernetzte Produktionsanlagen. Bei ihrem Bau können Verzögerungen und Kostensteigerungen eintreten, z. B. infolge von Unfällen, Materialfehlern, verspäteten Zulieferungen oder zeitaufwendigen Genehmigungsverfahren. Dem begegnen wir mit einem sorgfältigen Betriebs- und Projektmanagement sowie hohen Sicherheitsstandards. Darüber hinaus prüfen und warten wir regelmäßig unsere Anlagen. Dennoch lässt sich nicht verhindern, dass es vereinzelt zu Ausfällen kommt. Soweit wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir Versicherungen ab.

Bei Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte besteht das Risiko, dass die Erträge unter den Erwartungen liegen. Darüber hinaus kann sich der für akquirierte Unternehmen gezahlte Preis rückblickend als zu hoch erweisen. Möglicherweise sind die Rückflüsse aus Investitionen aber auch höher als ursprünglich angenommen. Für die Vorbereitung und Umsetzung von Investitionsentscheidungen gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse. Die intensive Beobachtung von Märkten und Wettbewerbern hilft uns dabei, unternehmensstrategische Risiken und Chancen frühzeitig zu erfassen und zu bewerten.

Unsere Geschäftsprozesse werden durch sichere Informationsverarbeitungssysteme unterstützt. Gleichwohl können wir nicht ausschließen, dass Mängel bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastruktur und bei der Datensicherheit auftreten. Hohe Sicherheitsstandards sollen dem vorbeugen. Darüber hinaus investieren wir regelmäßig in die Modernisierung von Hard- und Software.

Ebenso wie im Vorjahr stufen wir unsere operativen Risiken als gering ein.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken.** Schwankungen von Marktzinsen sowie Währungs- und Aktienkursen können unser Ergebnis stark beeinflussen. Große Bedeutung messen wir dem Management von Wechselkursrisiken bei. Diese ergeben sich aus unserer internationalen Präsenz. Außerdem werden Energieträger wie Kohle und Öl in US-Dollar gehandelt. Gesellschaften, die operativ von der RWE AG geführt werden, sind dazu verpflichtet, ihre Währungs-

risiken von der Konzernmutter steuern zu lassen, während innogy SE diese Aufgabe für ihre Tochterunternehmen wahrnimmt. Die RWE AG und die innogy SE ermitteln für ihre jeweiligen Gesellschaften die Nettofinanzposition je Währung und sichern sie nötigenfalls ab. Bei der Messung und Begrenzung von Risiken bedienen sie sich des VaR-Konzepts. Der jahresdurchschnittliche VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2016 bei unter 1 Mio. €. Gleiches gilt für die Fremdwährungsposition von innogy. Auch der Vorjahreswert, der sich noch auf den gesamten RWE-Konzern bezog, unterschritt diese Marke.

Zinsrisiken bestehen in mehrfacher Hinsicht. Ein Anstieg der Marktzinsen kann dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren in unserem Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Der VaR für das zinsbedingte Kursrisiko von Kapitalanlagen belief sich bei der RWE AG auf durchschnittlich 9 Mio. € und bei innogy auf durchschnittlich 4 Mio. €. Der Vorjahreswert für den RWE-Konzern hatte bei 12 Mio. € gelegen.

Mit dem Zinsniveau erhöhen sich auch unsere Finanzierungskosten. Dieses Risiko messen wir mit dem Cash Flow at Risk (CFaR). Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Anders als beim VaR können wir für den CFaR wegen der Reorganisation keinen Jahresdurchschnittswert ermitteln. Zum Bilanzstichtag belief sich der CFaR bei der RWE AG und bei innogy auf jeweils 1 Mio. €. Der vergleichbare Vorjahreswert für den RWE-Konzern betrug ebenfalls 1 Mio. €.

Das Marktzinsniveau wirkt sich auch auf die Höhe unserer Rückstellungen aus, da sich an ihm die Abzinsungsfaktoren für die Ermittlung der Verpflichtungsbarwerte orientieren. Das heißt: Bei fallenden Marktzinsen steigen i. d. R. unsere Rückstellungen und umgekehrt. Auf den Seiten 133 ff. im Anhang geben wir an, wie sensitiv die Barwerte von Pensions-, Kernenergie- und Bergbauverpflichtungen auf Erhöhungen oder Senkungen der Abzinsungsfaktoren reagieren.

Die RWE AG und innogy haben auch Aktien in ihrem Wertpapierbestand. Der jahresdurchschnittliche VaR für das Risiko aus Kursveränderungen dieser Papiere betrug bei der RWE AG 8 Mio. € und bei innogy 7 Mio. €. Der Vorjahreswert für den RWE-Konzern hatte bei 8 Mio. € gelegen.

Die Risiken und Chancen aus Veränderungen von Wertpapierkursen steuern wir durch ein professionelles Fondsmanagement. Für Finanzgeschäfte der Konzernunternehmen gibt es Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen, die in Richtlinien verankert sind. Sämtliche Finanzgeschäfte werden mit einer speziellen Software erfasst und von der RWE AG bzw. der innogy SE überwacht. Dadurch erreichen wir einen Risikoausgleich über die Einzelgesellschaften hinweg. Wie erwähnt, nimmt die RWE AG das Wertpapiermanagement dienstleistend für innogy wahr.

Zu welchen Konditionen wir uns am Fremdkapitalmarkt refinanzieren können, hängt auch maßgeblich davon ab, welche Bonität uns internationale Ratingagenturen bescheinigen. Wie auf Seite 54 erläutert, haben Standard & Poor's und Moody's das langfristige Rating unserer Senior-Anleihen im vergangenen Jahr auf BBB- bzw. Baa3 abgesenkt. Fitch gibt uns eine etwas bessere Bonitätsnote (BBB), der Ausblick ist aber negativ. Es besteht die Möglichkeit weiterer Ratingherabstufungen. Dadurch könnten zusätzliche Kosten für die Beschaffung von Kapital und die Besicherung von Handelsgeschäften anfallen.

Eine Gefahr für unsere aktuelle Bonitätseinschätzung besteht darin, dass uns nach Standard & Poor's weitere Ratingagenturen den sogenannten Equity Credit für unsere Hybridanleihen entziehen. Aktuell stufen Moody's und Fitch diese Titel zur Hälfte als Eigenkapital ein. Seit wir im Februar 2017 bekannt gegeben haben, dass wir eine Hybridanleihe über 250 Mio. CHF zum 4. April 2017 kündigen werden, ohne sie mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren, rechnet Standard & Poor's alle sieben ausstehenden Hybridanleihen von RWE komplett dem Fremdkapital zu. Moody's und Fitch könnten nun ebenfalls erwägen, den Equity Credit zu reduzieren oder zu streichen. Wichtige Rating-Kennzahlen wie der Verschuldungsgrad würden dann ungünstiger ausfallen.

Ebenso wie im Vorjahr sind unsere größten finanzwirtschaftlichen Risiken im Bereich „mittel“ angesiedelt.

- **Bonität von Geschäftspartnern.** Aus unseren Geschäftsbeziehungen mit Großkunden, Lieferanten, Handelspartnern und Finanzinstituten ergeben sich Kreditrisiken. Wir verfolgen die Entwicklung der Bonität unserer Transaktionspartner zeitnah und beurteilen ihre Kreditwürdigkeit vor und während der Geschäftsbeziehung anhand interner und externer Ratings. Für Transaktionen, bei denen bestimmte Genehmigungsschwellen überschritten werden,

und für sämtliche Handelsgeschäfte gibt es ein Kreditlimit, das wir vor ihrem Abschluss festlegen und nötigenfalls anpassen, etwa bei Veränderungen der Bonität. Mitunter lassen wir uns Barsicherheiten stellen oder Bankgarantien geben. Kreditrisiken und Auslastungen der Limite messen wir im Handels- und Finanzbereich täglich. Kreditrisiken im Vertriebsgeschäft identifiziert innogy durch regelmäßige Analyse der Bonität ihrer Kunden und leitet bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein. Darüber hinaus schließt sie Versicherungen gegen Zahlungsausfälle ab.

Außerbörsliche Energiehandelsgeschäfte schließen wir grundsätzlich mit Rahmenverträgen ab, wie sie u. a. von der European Federation of Energy Traders (EFET) vorgegeben werden. Darüber hinaus vereinbaren wir Sicherheitsleistungen. Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Nach wie vor gehen unsere Risiken, die sich aus der Bonität von Geschäftspartnern ergeben, nicht über die Kategorie „mittel“ hinaus.

- **Sonstige Risiken.** Zu dieser Risikoklasse gehören u. a. Reputationsrisiken und Risiken aus Compliance-Verstößen oder kriminellen Handlungen von Beschäftigten des Konzerns. Ferner zählt dazu die Möglichkeit, dass geplante Desinvestitionen nicht zustande kommen, etwa wegen regulatorischer Hürden oder zu geringer Preisgebote. Wie im Vorjahr stufen wir unsere größten sonstigen Risiken als mittel ein.

Gesamtbeurteilung der Risiko- und Chancensituation durch die Unternehmensleitung.

Wie die Ausführungen in diesem Kapitel zeigen, ist die Risikolage von RWE maßgeblich von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen geprägt. Unser derzeit größtes Risiko ergibt sich aus dem deutschen Klimaschutzplan. Wir halten die bis 2030 angestrebte Reduktion der Treibhausgasemissionen für sehr ambitioniert und sehen die Gefahr eines übereilten Ausstiegs aus der Kohleverstromung. Auch in Großbritannien und den Niederlanden könnte der Fall eintreten, dass Kohlekraftwerke aufgrund rigider Klimaschutzvorgaben frühzeitig stillgelegt werden müssen. Dagegen hat sich die Risikolage in der Kernenergie entschärft. Per Gesetz ist nun geregelt, wie die Verantwortung für die kerntechnische Entsorgung zwischen dem Bund und den Kraftwerksbetreibern aufgeteilt wird. Allerdings bedarf es aus Sicht der Unternehmen noch eines öffentlich-rechtlichen Vertrags mit dem Bund, der ihnen Vertrauensschutz gewährt.

Neben dem regulatorischen Rahmen haben auch die Commodity-Preise erheblichen Einfluss auf unsere Ertragslage. Wegen des stark subventionierten Ausbaus der erneuerbaren Energien und niedriger Steinkohlepreise bewegen sich die Notierungen im deutschen Stromgroßhandel weit unter dem Niveau, das sie noch vor einigen Jahren hatten. Deshalb haben wir bereits mehrfach außerplanmäßige Abschreibungen auf Kraftwerke vorgenommen. Sollten die Stromgroßhandelspreise nach der leichten Erholung von 2016 wieder stärker unter Druck geraten, könnte dies zu weiteren Ertrags- einbußen und Wertberichtigungen führen, eventuell verbunden mit Herabstufungen unseres Kreditratings und steigenden Kosten für die Besicherung von Handelsgeschäften. Allerdings besteht auch die Chance, dass die Preise anziehen und sich die Krise der konventionellen Stromerzeugung abschwächt.

Den schwierigen Rahmenbedingungen im Energiesektor begegnen wir mit umfassenden effizienzverbessernden Maßnahmen und strikter Investitionsdisziplin. Durch die Gründung und den Börsengang der innogy SE haben wir uns zudem organisatorisch und finanziell krisenfester aufgestellt. Indem wir die Auswirkungen von Risiken auf unsere Liquidität analysieren und eine konservative Finanzierungsstrategie verfolgen, stellen wir sicher, dass wir stets über genügend flüssige Mittel verfügen, um unsere Zahlungsverpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Wir haben einen starken operativen Cash Flow, erhebliche liquide Mittel und großen finanziellen Spielraum durch unser Commercial-Paper-Programm und die ungenutzte Kreditlinie. Unsere Liquidität planen wir vorausschauend auf Basis der kurz-, mittel- und langfristigen Mittelbedarfe der Konzerngesellschaften und halten eine hohe Mindestliquidität auf täglicher Basis vor.

Dank unseres umfassenden Risikomanagementsystems und der beschriebenen Maßnahmen zur Sicherung unserer Finanz- und Ertragskraft sehen wir uns in der Lage, die aktuell erkennbaren Risiken von RWE zu beherrschen. Zugleich arbeiten wir daran, dies auch in Zukunft gewährleisten zu können.

Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem: Angaben nach § 315 Abs. 2 Nr. 5 und § 289 Abs. 5 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die möglicherweise einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen ihrer Adressaten haben. Unser rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (kurz: IKS) zielt darauf ab, mögliche Fehlerquellen zu erkennen und zu beseitigen. Das Risiko gravierender Falschdarstellungen kann damit erheblich verringert werden; ganz eliminieren lässt es sich jedoch nicht.

Fundament des IKS sind die im RWE-Verhaltenskodex formulierten Grundsätze – allen voran der Anspruch, vollständig, sachlich, korrekt, verständlich und zeitnah zu informieren – sowie die konzernweit geltenden Richtlinien des Unternehmens. Darauf aufbauend sollen Mindestanforderungen an die rechnungslegungsbezogenen IT-Systeme dafür sorgen, dass Daten zuverlässig erhoben und verarbeitet werden.

Im dritten Quartal 2016 sind Rechnungswesen-Einheiten auf die innogy SE übertragen worden, die zuvor bei der RWE AG und dem konzernweit tätigen Kompetenzzentrum (Center of Expertise) unter dem Dach der RWE Group Business Services angesiedelt waren. Das ebenfalls zur RWE Group Business Services gehörende Dienstleistungszentrum (Shared Service Center) in Krakau wurde der innogy SE zugeordnet, erbringt seine Leistungen jedoch weiterhin auch für andere Konzerngesellschaften. Die fachliche Führung des Konzernrechnungswesens obliegt unverändert dem Bereich Rechnungswesen der RWE AG, der auch den Konzernabschluss von RWE aufstellt.

Ebenfalls bei der RWE AG liegt die Zuständigkeit für die Gestaltung und Überwachung des IKS. Diese Aufgabe wird vom Rechnungswesen wahrgenommen. Daneben gibt es ein konzernweit gültiges Regelwerk zur Ausgestaltung und Überwachung des IKS. Außerdem haben wir 2015 das sogenannte IKS-Komitee eingerichtet. Es soll darauf hinwirken, dass das IKS im gesamten Konzern mit hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz und nach einheitlichen Grundsätzen „gelebt“ wird. Die Mitglieder des Komitees sind Vertreter der Bereiche Rechnungswesen, Controlling & Risikomanagement und Interne Revision & Compliance sowie Verantwortliche aus den Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT, die eine wichtige Rolle für die Rechnungslegung spielen. Auch innogy SE ist im Komitee repräsentiert.

Jedes Jahr nehmen wir eine umfassende Prüfung des IKS vor. Dabei untersuchen wir in einem ersten Schritt, ob die Risikosituation angemessen abgebildet wird und ob es für die identifizierten Risiken sachgerechte Kontrollen gibt. Im zweiten Schritt testen wir die Wirksamkeit der Kontrollen. Mit dieser Aufgabe sind Mitarbeiter aus dem Rechnungswesen und der Konzernrevision sowie externe Wirtschaftsprüfungsgesellschaften betraut. Sie nutzen dabei ein IT-System, das wir zu diesem Zweck eingeführt haben. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT bescheinigen die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Die Ergebnisse der Prüfung werden in einem Bericht an den Vorstand der RWE AG dokumentiert. Bei den Untersuchungen, die wir 2016 vorgenommen haben, hat sich das IKS erneut als wirksam erwiesen.

Gegenstand der Analyse waren die Prozesse im Rechnungswesen und in den obengenannten Funktionen mit hohem Rechnungslegungsbezug.

Die beschriebene IKS-Prüfung bezieht sich auf den Konzern ohne innogy. Für innogy SE und ihre Tochtergesellschaften findet eine separate Untersuchung statt, deren Ergebnisse aber in den IKS-Bericht der RWE AG einfließen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen Bilanzzeit ab. Sie bestätigen damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstandards eingehalten wurden und dass die Zahlen ein den tatsächlichen

Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage vermitteln. Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen regelmäßig mit der Wirksamkeit des IKS. Einmal im Jahr legt ihm der Vorstand der RWE AG einen Bericht über die Wirksamkeit des IKS vor.

Auch im Geschäftsjahr 2016 sind die internen Kontrollsysteme der RWE AG und der innogy SE weiterentwickelt worden. Die RWE AG konzentrierte sich dabei auf die Kontrollen der RWE Supply & Trading. Bei innogy bezogen sich die Überlegungen zur Weiterentwicklung des IKS schwerpunktmäßig auf die Abrechnungsprozesse im Vertrieb. Dies wird voraussichtlich auch 2017 der Fall sein.

1.13 PROGNOSEBERICHT

Trotz weiterhin rückläufiger Margen in der konventionellen Stromerzeugung stehen die Chancen gut, dass sich das bereinigte EBITDA des RWE-Konzerns leicht verbessert. Aus heutiger Sicht könnte es 2017 einen Wert von 5,4 bis 5,7 Mrd. € erreichen, nachdem es im vergangenen Jahr am unteren Rand dieser Spanne lag. Beim bereinigten Nettoergebnis erwarten wir einen Anstieg auf 1,0 bis 1,3 Mrd. €. Wir sind optimistisch, im Handelsgeschäft nach der negativen Performance des vergangenen Jahres deutlich zulegen zu können. Außerdem rechnen wir mit weiteren Effizienzverbesserungen in der konventionellen Stromerzeugung. Auch unsere Tochter innogy dürfte zur positiven Ergebnisentwicklung beitragen.

Weiterhin moderates Wirtschaftswachstum in der Eurozone. Nach ersten Prognosen für 2017 wird die Wirtschaftsleistung weltweit um rund 3 % und im Euroraum um etwa 1,5 % steigen. Für Deutschland rechnet der Sachverständigenrat mit einem Plus von 1,3 %. Die niederländische Wirtschaft dürfte etwas stärker wachsen als die der Eurozone, die belgische etwa gleich stark. Wegen des Brexit-Votums wird Großbritannien voraussichtlich nur auf ein Plus von 1 % kommen. Die Konjunkturprognosen für unsere zentralosteuropäischen Märkte fallen vergleichsweise günstig aus. Experten erwarten, dass Polen und die Slowakei ein Wachstum von 3 % erreichen können, während Tschechien und Ungarn mit rund 2,5 % wohl etwas dahinter zurückbleiben werden.

Energieverbrauch voraussichtlich höher als 2016. Unsere Prognose zum diesjährigen Energieverbrauch leitet sich aus der angenommenen konjunkturellen Entwicklung ab. Darüber hinaus unterstellen wir, dass die Temperaturen im laufenden Jahr auf Normalniveau liegen und damit insgesamt niedriger ausfallen als 2016. Unter diesen Voraussetzungen rechnen wir für Deutschland, die Niederlande und Großbritannien mit einer stabilen bis leicht steigenden Stromnachfrage. Den Impulsen, die vom Wirtschaftswachstum und einer möglicherweise kühleren Witterung ausgehen, stehen dämpfende Einflüsse eines immer effizienteren Energieeinsatzes gegenüber. Für die wichtigsten osteuropäischen Strommärkte von innogy – Polen, die Slowakei und Ungarn – wird ein Plus von jeweils 1 % bis 2 % veranschlagt.

Beim Gas prognostizieren wir steigende Verbräuche in allen Vertriebsregionen von innogy. Das ergibt sich aus der Annahme normalisierter Temperaturen, die sich in einem höheren Heizwärmebedarf niederschlagen würden. Daneben dürfte das prognostizierte Wirtschaftswachstum die Gasnachfrage anregen. Möglicherweise gehen auch vom Stromerzeugungsssektor Impulse aus, falls sich die Marktbedingungen für Gaskraftwerke weiter verbessern. Gegenläufige Einflüsse erwarten wir vom Trend zum Energiesparen.

Stromproduktion für 2017 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft. Die Großhandelspreise für Strom und wichtige Energierohstoffe haben sich im Laufe des vergangenen Jahres etwas erholt. Ihre weitere Entwicklung hängt von einer Vielzahl kaum prognostizierbarer wirtschaftlicher und politischer Einflussfaktoren ab. Auf unsere diesjährige Ertragslage hätte sie ohnehin nur geringen Einfluss, denn wir haben unsere Stromproduktion für 2017 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich abgesichert. Für die Erzeugung unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke haben wir dabei einen Preis erzielt, der deutlich unter dem Vorjahresdurchschnitt von 35 €/MWh liegt. Unsere Ertragslage in der konventionellen Stromerzeugung dürfte somit schlechter sein als 2016.

Bereinigtes EBITDA 2017: Bandbreite von 5,4 bis 5,7 Mrd. € erwartet. Mit Beginn des laufenden Geschäftsjahres nutzen wir das bereinigte EBITDA anstelle des bereinigten EBIT als zentrale Kennzahl, um die operative Ergebnisentwicklung im Konzern und in den einzelnen Segmenten zu kommentieren. Der Hintergrund: Weil das bereinigte EBITDA keine Abschreibungen enthält, liegt es näher an den operativen Zahlungsströmen, die insbesondere für die Steuerung unseres Kraftwerksportfolios von großer Bedeutung sind. In der folgenden Ergebnisprognose stellen wir nur noch auf das bereinigte EBITDA und das bereinigte Nettoergebnis ab.

Für das laufende Geschäftsjahr prognostizieren wir ein bereinigtes EBITDA zwischen 5,4 und 5,7 Mrd. €. Gegenüber 2016 könnte es sich damit trotz rückläufiger Kraftwerksmargen leicht erhöhen. Wir rechnen damit, dass sich die Performance im Handelsgeschäft stark verbessern wird und dass bei innogy niedrigere Aufwendungen für die Instandhaltung der Verteilnetze anfallen. Das bereinigte Nettoergebnis liegt voraussichtlich in einem Korridor von 1,0 bis 1,3 Mrd. € und damit deutlich über dem Niveau von 2016. Neben den bereits genannten Faktoren kommt hier zum Tragen, dass sich die planmäßigen Abschreibungen auf unsere Kraftwerke verringern. Das ergibt sich aus den hohen Wert-

berichtigungen des vergangenen Jahres. Zudem erwarten wir eine deutliche Verbesserung beim Finanzergebnis. Sollte der Fall eintreten, dass die Kernbrennstoffsteuer 2017 in höchstrichterlicher Entscheidung als rechtswidrig eingestuft

wird und uns die gezahlten Beträge erstattet werden, würden wir dies im neutralen Ergebnis erfassen. Das bereinigte EBITDA und das bereinigte Nettoergebnis blieben somit unbeeinflusst.

Ergebnisausblick für 2017	Ist 2016 in Mio. €	Prognose 2017 ¹
Bereinigtes EBITDA ²	5.403	5,4 bis 5,7 Mrd. €
Konventionelle Stromerzeugung	1.456	deutlich unter Vorjahr
Trading/Gas Midstream	-139	deutlich über Vorjahr
innogy	4.203	moderat über Vorjahr
Bereinigtes Nettoergebnis	777	1,0 bis 1,3 Mrd. €

1 Klassifizierungen wie „moderat“ oder „deutlich“ beziehen sich auf prozentuale Abweichungen vom jeweiligen Vorjahreswert.

2 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf Seite 41

Auf Ebene der Unternehmensbereiche erwarten wir folgende Ergebnisentwicklung:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** Das bereinigte EBITDA wird sich hier aller Voraussicht nach deutlich verringern. Wie schon erwähnt, haben wir unsere diesjährige Stromerzeugung bereits größtenteils am Markt platziert. Die dabei erzielten Margen sind insgesamt wesentlich niedriger als die für 2016. Positiv wirkt sich aus, dass die deutsche Kernbrennstoffsteuer Ende 2016 ausgelaufen ist. Außerdem sind wir optimistisch, 2017 von weiteren effizienzverbessernden Maßnahmen profitieren zu können.
- **Trading/Gas Midstream:** Für diesen Bereich erwarten wir eine deutliche Ergebnisverbesserung. Basis dafür ist die Annahme, dass wir im Handelsgeschäft nach der negativen Performance von 2016 wieder wesentlich erfolgreicher sein werden. Die Ertragslage im Gas-Midstream-Geschäft dürfte stabil bleiben.
- **innogy:** Unsere Tochter wird voraussichtlich moderat über Vorjahr abschließen, u. a. wegen rückläufiger Aufwendungen für den Betrieb und die Instandhaltung der Verteilnetze. Im Vertriebsgeschäft und bei den erneuerbaren Energien wird ein Ergebnis in der Größenordnung des Vorjahres erwartet.

Dividende für 2017. Die Ausschüttungspolitik der RWE AG wird auch künftig am Grundsatz der wirtschaftlichen Nachhaltigkeit ausgerichtet sein. Für das Geschäftsjahr 2017 strebt der Vorstand eine Dividende auf Stamm- und Vorzugsaktien in Höhe von 0,50 € an. Dieses Niveau soll auch für folgende Geschäftsjahre mindestens gehalten werden. Beim Dividendenvorschlag orientieren wir uns am operativen Mittelzufluss, der RWE nachhaltig zur freien Verfügung steht.

Leichter Anstieg beim Personalbestand. Obwohl Restrukturierungsmaßnahmen zu einem weiteren Personalabbau in der konventionellen Stromerzeugung führen, dürfte sich die Zahl der Mitarbeiter im Konzern geringfügig erhöhen. Hauptgrund dafür sind Mitarbeiterzugänge bei innogy. Eine Rolle spielt hier die Akquisition von Belectric Solar & Battery Anfang 2017, durch die unsere Tochter rund 600 Beschäftigte hinzugewonnen hat.

Investitionen für 2017 auf 2,5 bis 3,0 Mrd. € veranschlagt. Unsere Investitionen werden im laufenden Jahr voraussichtlich bei 2,5 bis 3,0 Mrd. € liegen. Darin eingeschlossen sind die Ausgaben für Finanzanlagen. Etwa vier Fünftel des Investitionsbudgets entfallen auf innogy, insbesondere für die Instandhaltung und Erweiterung der Verteilnetze. Zudem will innogy die Erzeugungskapazitäten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien weiter ausbauen. Für unsere Kraftwerke und Tagebaue sind rund 0,4 Mrd. € eingeplant. Schwerpunkt dabei ist die Instandhaltung und Modernisierung von Anlagen.

Nettoschulden voraussichtlich auf Vorjahresniveau.

Unsere Nettoschulden dürften Ende 2017 in der Größenordnung des Vorjahres (22,7 Mrd. €) liegen. Wie auf Seite 34 erläutert, werden wir den neu geschaffenen öffentlich-rechtlichen Kernenergiefonds zum 1. Juli 2017 mit dem Grundbetrag und dem 35-prozentigen Risikoaufschlag dotieren – in Summe etwa 6,8 Mrd. €. Das wird unsere Nettofinanzposition belasten. Da die künftige Zahlung im Konzernabschluss 2016 aber bereits in den Rückstellungen berücksichtigt ist, wird sie voraussichtlich keinen Einfluss auf die Entwicklung der Nettoschulden haben. Positive Effekte aus einer möglichen Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer sind in der Prognose nicht berücksichtigt. Außerdem unterstellen wir, dass das Zinsniveau stabil bleibt – und damit auch die Abzinsungsfaktoren für die Ermittlung der Rückstellungen.

2 VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.

Essen, 27. Februar 2017

Der Vorstand



Schmitz



Krebber



Tigges

KONZERNABSCHLUSS

3 KONZERNABSCHLUSS

3.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang)	2016	2015 ¹
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	45.833	48.090
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	2.243	2.242
Umsatzerlöse	(1)	43.590	45.848
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	1.435	2.420
Materialaufwand	(3)	33.397	33.867
Personalaufwand	(4)	4.777	4.803
Abschreibungen	(5), (10)	6.647	5.522
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	4.323	3.608
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7), (13)	387	238
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	153	246
Finanzerträge	(8)	1.883	1.865
Finanzaufwendungen	(8)	4.111	3.454
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern		-5.807	-637
Ertragsteuern	(9)	-323	603
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		-5.484	-1.240
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten			1.524
Ergebnis		-5.484	284
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		167	356
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		59	98
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		-5.710	-170
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(28)	-9,29	-0,28
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €		-9,29	-2,76
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €			2,48

¹ Angepasste Vorjahreswerte

3.2 GESAMTERGEBNISRECHNUNG

in Mio. € ¹	(s. Anhang)	2016	2015
Ergebnis		-5.484	284
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-629	-683
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(13)	37	-67
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		-592	-750
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(22)	-59	249
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(29)	78	-251
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(29)	976	-139
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(13), (22)	-17	4
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind		978	-137
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		386	-887
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		-5.098	-603
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		-5.284	-1.006
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		59	98
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		127	305

¹ Beträge nach Steuern

3.3 BILANZ

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2016	31.12.2015
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	12.749	13.215
Sachanlagen	(11)	24.455	29.357
Investment Property	(12)	63	72
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(13)	2.908	2.952
Übrige Finanzanlagen	(14)	1.055	885
Finanzforderungen	(15)	403	501
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	1.175	1.810
Ertragsteueransprüche		219	195
Latente Steuern	(17)	2.884	2.466
		45.911	51.453
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(18)	1.968	1.959
Finanzforderungen	(15)	1.471	1.074
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	(19)	4.999	5.601
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	7.418	9.088
Ertragsteueransprüche		234	159
Wertpapiere	(20)	9.825	7.437
Flüssige Mittel	(21)	4.576	2.522
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte			41
		30.491	27.881
		76.402	79.334
Passiva			
in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2016	31.12.2015
Eigenkapital			
	(22)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		2.754	5.847
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		942	950
Anteile anderer Gesellschafter		4.294	2.097
		7.990	8.894
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	20.686	24.623
Finanzverbindlichkeiten	(25)	16.041	16.718
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	2.196	2.741
Latente Steuern	(17)	723	1.233
		39.646	45.315
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(24)	12.175	5.186
Finanzverbindlichkeiten	(25)	2.142	2.362
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(26)	5.431	6.122
Ertragsteuerverbindlichkeiten		131	50
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	8.887	11.386
Zur Veräußerung bestimmte Schulden			19
		28.766	25.125
		76.402	79.334

3.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 32)	2016	2015
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		-5.484	-1.240
Abschreibungen/Zuschreibungen		6.670	5.628
Veränderung der Rückstellungen		2.043	-616
Veränderung der latenten Steuern		-1.136	59
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-227	-580
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		1.147	-193
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		-661	281
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		2.352	3.339
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten			-125
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		2.352	3.214
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen/Investment Property			
Investitionen		-2.027	-2.898
Einnahmen aus Anlagenabgängen		238	734
Akquisitionen/Beteiligungen			
Investitionen		-281	-275
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		527	4.436
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		-2.587	-2.487
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (vor Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-4.130	-490
Erst-/Nachdotierung von Planvermögen		-440	-1.305
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-4.570	-1.795
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten			-111
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-4.570	-1.906
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		4.514	-1.523
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-407	-1.070
Aufnahme von Finanzschulden		5.732	5.451
Tilgung von Finanzschulden		-5.557	-5.161
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		4.282	-2.303
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten			260
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		4.282	-2.043
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		2.064	-735
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		-24	14
Veränderung der flüssigen Mittel		2.040	-721
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		2.536	3.257
Davon: als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen		-14	-86
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		2.522	3.171
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		4.576	2.536
Davon: als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen			-14
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		4.576	2.522

3.5 VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. €	Gezeichnetes Kapital der RWE AG	Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Accumulated Other Comprehensive Income			Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
				Unterschied aus der Währungs-umrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
					Zur Veräußerung verfügbar	In Sicherungsbeziehung				
(s. Anhang, 22)										
Stand: 01.01.2015	1.574	2.385	5.008	-201	234	-1.612	7.388	2.705	1.679	11.772
Kapitalauszahlung/ -einzahlung								-1.750	58	-1.692
Dividendenzahlungen ¹			-615				-615	-153	-245	-1.013
Ergebnis			-170				-170	98	356	284
Other Comprehensive Income			-691	206	-212	-139	-836		-51	-887
Total Comprehensive Income			-861	206	-212	-139	-1.006	98	305	-603
Übrige Veränderungen			80				80	50	300	430
Stand: 31.12.2015	1.574	2.385	3.612	5	22	-1.751	5.847	950	2.097	8.894
Kapitaleinzahlung									1.948	1.948
Dividendenzahlungen ¹			-5				-5	-67	-250	-322
Ergebnis			-5.710				-5.710	59	167	-5.484
Other Comprehensive Income			-745	160	37	974	426		-40	386
Total Comprehensive Income			-6.455	160	37	974	-5.284	59	127	-5.098
Übrige Veränderungen			2.196				2.196		372	2.568
Stand: 31.12.2016	1.574	2.385	-652	165	59	-777	2.754	942	4.294	7.990

¹ Nach Umgliederung von nicht beherrschenden Anteilen in die übrigen Verbindlichkeiten gemäß IAS 32

3.6 ANHANG

Allgemeine Grundlagen

Die RWE AG mit Sitz am Opernplatz 1 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“). RWE ist ein Strom- und Gasanbieter in Europa.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2016 ist am 27. Februar 2017 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften. Die Vorjahreszahlen sind nach denselben Grundsätzen ermittelt worden.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung sowie der Bilanz und der Kapitalflussrechnung wird die Veränderung des Eigenkapitals gezeigt. Der Anhang enthält zudem eine Segmentberichterstattung.

Zum Zwecke einer klareren Darstellung sind verschiedene Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst worden. Im Anhang werden diese Posten gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert.

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Alle Beträge sind – soweit nicht anders angegeben – in Millionen Euro (Mio. €) ausgewiesen. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Der vorliegende Abschluss bezieht sich auf das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2016.

Aufstellung, Vollständigkeit und Richtigkeit des Konzernabschlusses sowie des – mit dem Lagebericht der RWE AG zusammengefassten – Konzernlageberichts liegen in der Verantwortung des Vorstands der RWE AG.

Durch interne Kontrollsysteme, den Einsatz konzernweit einheitlicher Richtlinien sowie Maßnahmen zur Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter gewährleisten wir die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und der konzerninternen Richtlinien sowie die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Kontrollsysteme werden kontinuierlich konzernweit geprüft.

Das Risikomanagementsystem des Konzerns ist entsprechend den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) darauf ausgerichtet, dass der Vorstand Risiken frühzeitig erkennen und bei Bedarf Gegenmaßnahmen ergreifen kann.

Der Konzernabschluss, der zusammengefasste Lagebericht und der Prüfungsbericht werden in Anwesenheit des Abschlussprüfers im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats eingehend erörtert. Aus dem Bericht des Aufsichtsrats auf Seite 8 ff. geht das Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat hervor.

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die von der RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht werden. Bei der Beurteilung, ob Beherrschung vorliegt, werden neben Stimmrechten auch sonstige gesellschaftsvertragliche oder satzungsmäßige Rechte sowie potenzielle Stimmrechte berücksichtigt.

Wesentliche assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert, wesentliche gemeinsame Vereinbarungen nach der Equity-Methode oder als gemeinschaftliche Tätigkeit. Eine gemeinschaftliche Tätigkeit führt zu einer anteiligen Einbeziehung der Vermögenswerte und Schulden sowie der Erlöse und Aufwendungen entsprechend den RWE zustehenden Rechten und Pflichten.

Assoziierte Unternehmen liegen vor, wenn maßgeblicher Einfluss aufgrund einer Stimmrechtsquote zwischen 20 und 50 % oder aufgrund vertraglicher Vereinbarungen gegeben ist. Bei der Klassifizierung gemeinsamer Vereinbarungen, die als eigenständige Vehikel

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2016	146	177	323
Erstkonsolidierungen	7	16	23
Entkonsolidierungen	-1	-6	-7
Verschmelzungen	-17	-7	-24
Stand: 31.12.2016	135	180	315

Zudem werden sechs (Vorjahr: fünf) Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet. Davon ist Greater Gabbard Offshore Winds Ltd., Großbritannien, eine wesentliche gemeinschaftliche Tätigkeit für den RWE-Konzern. Greater Gabbard unterhält einen 500-MW-Offshore-Windpark, den innogy zusammen mit Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables Holdings betreibt. innogy Renewables UK hält 50 % der Anteile und bezieht 50 % der Stromerzeugung

Veräußerungen

Lynemouth

Im Januar 2016 hat RWE Supply & Trading GmbH die Gesellschaft Lynemouth Power Ltd., den Betreiber des 420-MW-Kohlekraftwerks Lynemouth, an EP UK Investment Ltd., eine Tochtergesellschaft der Energetický a průmyslový holding (EPH), verkauft. Die Beteiligung war dem Segment Trading/Gas Midstream zugeordnet. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 33 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Lynemouth Power Ltd. wurde zum 31. Dezember 2015 mit Buchwerten in Höhe von 41 Mio. € als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und in Höhe von 19 Mio. € als zur Veräußerung bestimmte Schulden in der Bilanz ausgewiesen.

strukturiert sind, als gemeinschaftliche Tätigkeit oder Gemeinschaftsunternehmen werden neben der Rechtsform und den vertraglichen Vereinbarungen auch sonstige Sachverhalte und Umstände, insbesondere Lieferbeziehungen zwischen der gemeinsamen Vereinbarung und den daran beteiligten Parteien, berücksichtigt.

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen, an gemeinschaftlichen Tätigkeiten oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IAS 39 bilanziert.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 155 ff. dargestellt.

Die folgenden Übersichten zeigen, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen und der mittels der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen ergeben haben:

Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2016	70	21	91
Erwerbe			
Veräußerungen		-2	-2
Sonstige Veränderungen		-2	-2
Stand: 31.12.2016	70	17	87

(inkl. Grünstromzertifikate) zum konzerninternen Weiterverkauf. Der Windpark stellt einen wesentlichen Bestandteil des Offshore-Portfolios des Segments innogy dar.

Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Übergangs der Beherrschung vorgenommen.

Enovos

Im März 2016 hat RWE ihre Beteiligung von 18,4 % am luxemburgischen Energieversorger Enovos International S.A. an ein Konsortium unter Führung des Großherzogtums Luxemburg und der Investmentgesellschaft Ardian veräußert. Die Beteiligung war dem Bereich Sonstige/Konsolidierung zugeordnet.

Zephyr

Im Juni 2016 haben die Vorstände der RWE AG und der innogy SE (vormals: RWE International SE) einem Verkauf von 33,3 % der Anteile an dem assoziierten Unternehmen Zephyr Investments Limited (Zephyr) sowie den damit verbundenen Gesellschafterdarlehen zugestimmt. Die Beteiligung war dem Segment innogy zugeordnet. Die Transaktion wurde Ende Juli 2016 abgeschlossen.

innogy

Am 7. Oktober 2016 hat unsere Tochtergesellschaft innogy Aktien aus einer Kapitalerhöhung an der Frankfurter Wertpapierbörse platziert. Im Zusammenhang mit dem Börsengang hat RWE 13,2% ihrer Anteile an innogy zum Preis von 36 € je Aktie verkauft. Der Zufluss von 2,6 Mrd. € aus dem Bestandsverkauf von 73.375.315 Aktien führte zu einer Erhöhung des Eigenkapitals der Aktionäre der RWE AG um 1,4 Mrd. € und einer Erhöhung der Anteile anderer Gesellschafter um 1,2 Mrd. €. Durch die Kapitalerhöhung und die Veräußerung der Aktien aus eigenen Beständen hat sich der Anteil von RWE an innogy auf 76,8% verringert.

Insgesamt wurden durch Anteilsverkäufe, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führten, Veräußerungsergebnisse in Höhe von 62 Mio. € in den sonstigen betrieblichen Erträgen, sonstigen betrieblichen Aufwendungen und im Beteiligungsergebnis erfasst (Vorjahr: 64 Mio. €). Davon entfielen 8 Mio. € (Vorjahr: 23 Mio. €) auf Neubewertungen verbleibender Anteile.

Im Rahmen von Käufen bzw. Verkäufen von Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten, die zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, wurden Kaufpreise in Höhe von 55 Mio. €

(Vorjahr: 45 Mio. €) entrichtet und Verkaufspreise in Höhe von 84 Mio. € (Vorjahr: 4.325 Mio. €) erzielt; sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet. Damit verbunden wurden flüssige Mittel (ohne Berücksichtigung von „zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten“) in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €) erworben und in Höhe von 1 Mio. € (Vorjahr: 126 Mio. €) veräußert.

Aus Änderungen des Konsolidierungskreises sind langfristige Vermögenswerte (inkl. latenter Steuern) von 55 Mio. € (Vorjahr: 863 Mio. €) zugegangen und kurzfristige Vermögenswerte (ohne flüssige Mittel) von 54 Mio. € (Vorjahr: 5.453 Mio. €) abgegangen; die lang- und kurzfristigen Schulden haben sich um 15 Mio. € (Vorjahr: 2.596 Mio. €) vermindert. Die flüssigen Mittel (ohne Berücksichtigung von „zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten“) haben sich im Saldo um 2 Mio. € erhöht (Vorjahr: Verminderung 49 Mio. €).

Die Einflüsse von Änderungen des Konsolidierungskreises sind – soweit von besonderer Bedeutung – im Anhang vermerkt.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschlussstichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf. Eine Tochtergesellschaft (Vorjahr: vier) hat mit dem 31. März einen abweichenden Abschlussstichtag. Vom Kalenderjahr abweichende Geschäftsjahre sind auf steuerliche Gründe bzw. länderspezifische Vorschriften zurückzuführen.

Unternehmenszusammenschlüsse werden nach der Erwerbsmethode bilanziert. Das heißt, bei der Kapitalkonsolidierung wird der Kaufpreis zuzüglich des Betrags der nicht beherrschenden Anteile mit dem neu bewerteten Nettovermögen der erworbenen Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt verrechnet. Dabei können die nicht beherrschenden Anteile entweder mit dem entsprechenden Anteil des identifizierbaren Nettovermögens oder mit ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Die ansatzfähigen Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden der Tochterunternehmen werden – unabhängig von der Höhe des nicht beherrschenden Anteils – mit ihren vollen beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Immaterielle Vermögenswerte sind gesondert vom Geschäfts- oder Firmenwert zu bilanzieren, wenn sie vom Unternehmen abtrennbar sind oder aus einem vertraglichen oder anderen Recht resultieren. Bei der Kaufpreisallokation werden gemäß IFRS 3 Restrukturierungsrückstellungen nicht neu gebildet. Übersteigt der Kaufpreis das neu bewertete anteilige Nettovermögen der erworbenen Tochtergesellschaft, wird der Unterschiedsbetrag als Geschäfts- oder Firmenwert aktiviert. Liegt der Kaufpreis darunter, wird der Unterschiedsbetrag erfolgswirksam aufgelöst.

Im Fall einer Entkonsolidierung wird ein zugehöriger Geschäfts- oder Firmenwert ergebniswirksam ausgebucht. Anteilsänderungen, bei denen die Möglichkeit der Beherrschung des Tochterunternehmens fortbesteht, werden ergebnisneutral erfasst. Kommt es dagegen zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus, werden die verbleibenden Anteile erfolgswirksam neu bewertet.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden eliminiert, Zwischenergebnisse herausgerechnet.

Bei at-Equity-bilanzierten Beteiligungen werden Geschäfts- oder Firmenwerte nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung erfasst. Im Übrigen gelten die oben beschriebenen Konsolidierungsgrundsätze analog. Falls außerplanmäßige Abschreibungen des Equity-Wertes erforderlich werden, weisen wir diese im Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen aus. Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Bei gemeinschaftlichen Tätigkeiten werden die RWE zuzurechnenden Vermögenswerte, Schulden, Aufwendungen und Erträge der betreffenden Gesellschaften bilanziert. Falls sich bei einer gemeinschaftlichen Tätigkeit die Anteilsquote von RWE von dem Anteil, der RWE am Output der Tätigkeit zusteht (Abnahmequote), unterscheidet, erfolgt die Erfassung von Vermögenswerten, Schulden, Aufwendungen und Erträgen nach der Abnahmequote.

Währungsumrechnung

Die Gesellschaften bewerten in ihren Einzelabschlüssen nicht monetäre Posten in fremder Währung zum Bilanzstichtag mit dem Wechselkurs, der am Tag der Erstverbuchung galt. Monetäre Posten werden mit dem Kurs am Bilanzstichtag umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste aus der Bewertung von monetären Bilanzposten in fremder Währung werden ergebniswirksam in den sonstigen betrieblichen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt.

Als Umrechnungsverfahren für Abschlüsse von Gesellschaften außerhalb der Eurozone wird die funktionale Währungsumrechnung angewendet. Da die in den Konzernabschluss einbezogenen wesentlichen Auslandsgesellschaften ihr Geschäft selbstständig in ihrer

Landeswährung betreiben, werden ihre Bilanzposten im Konzernabschluss zu Tagesmittelkursen am Bilanzstichtag in Euro umgerechnet. Dies gilt auch für die Geschäfts- oder Firmenwerte, die als Vermögenswerte der wirtschaftlich selbstständigen ausländischen Teileinheiten betrachtet werden. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung weisen wir als erfolgsneutrale Veränderung im Other Comprehensive Income aus. Aufwands- und Ertragsposten werden mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Bei der Umrechnung der Eigenkapitalfortschreibung ausländischer Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, gehen wir entsprechend vor.

Für die Währungsumrechnung wurden u. a. folgende Wechselkurse zugrunde gelegt:

Wechselkurse in €	Durchschnitt		Stichtag	
	2016	2015	31.12.2016	31.12.2015
1 US-Dollar	0,91	0,91	0,95	0,92
1 Pfund Sterling	1,22	1,38	1,17	1,36
100 tschechische Kronen	3,70	3,67	3,70	3,70
100 ungarische Forint	0,32	0,32	0,32	0,32
1 polnischer Zloty	0,23	0,24	0,23	0,23

Rechnungslegungsmethoden

Immaterielle Vermögenswerte werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Sämtliche immaterielle Vermögenswerte mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden planmäßig linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird über drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die Summe der zum Betrieb einer Kraftwerksanlage erforderlichen Genehmigungen wird als Operating Right oder Nutzungs- und Betriebskonzession bezeichnet. Operating Rights werden grundsätzlich über die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Kraftwerksanlage linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Wegenutzungsverträgen im Strom- und Gasbereich sowie von sonstigen Nutzungsrechten beträgt i. d. R. 20 Jahre. Konzessionen im Wassergeschäft laufen i. d. R. über einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren. Aktivierte Kundenbeziehungen werden über maximal zehn Jahre abgeschrieben.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern einmal im Jahr sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen.

Entwicklungsausgaben werden aktiviert, wenn ein neu entwickeltes Produkt oder Verfahren eindeutig abgegrenzt werden kann, technisch realisierbar ist und entweder die eigene Nutzung oder die Vermarktung vorgesehen ist. Weiterhin setzt die Aktivierung voraus, dass den Entwicklungsausgaben mit hinreichender Wahrscheinlichkeit künftige Finanzmittelzuflüsse gegenüberstehen. Aktivierte Entwicklungsausgaben werden planmäßig über den erwarteten Zeitraum des Verkaufs der Produkte abgeschrieben. Forschungsausgaben werden in der Periode ihrer Entstehung als Aufwand erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Eine gesonderte Regelung gilt für den Fall, dass der Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ist. Letztere ist definiert als die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen; dabei müssen die Mittelzuflüsse weitestgehend unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sein. Ist ein immaterieller Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, wird die Abschreibung auf der Basis des erzielbaren Betrags der Einheit ermittelt. Wurde einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet und übersteigt ihr Buchwert den erzielbaren Betrag, so wird zunächst der Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrags außerplanmäßig abgeschrieben. Ein darüber hinausgehender Abwertungsbe-

darf wird durch anteilige Reduzierung der Buchwerte der übrigen Vermögenswerte der Zahlungsmittel generierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene außerplanmäßige Abschreibung entfallen ist, werden die immateriellen Vermögenswerte zugeschrieben. Allerdings darf der durch Zuschreibung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten übersteigen. Bei Geschäfts- oder Firmenwerten werden keine Zuschreibungen vorgenommen.

Sachanlagen werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, wenn sie unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines „qualifizierten Vermögenswertes“ zugeordnet werden können, bei dem ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchsfähigen Zustand zu versetzen. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Sachanlagen – mit Ausnahme von Grund und Boden sowie grundstücksgleichen Rechten – werden grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf eher entspricht. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzerneinheitlichen Nutzungsdauern zugrunde:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	10 – 75
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	10 – 60
Windkraftanlagen	Bis zu 23
Stromnetze	20 – 45
Wasserleitungsnetze	11 – 80
Gas- und Wasserspeicher	11 – 60
Gasverteilungsanlagen	10 – 40
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	44 – 52
Sonstige regenerative Anlagen	4 – 40

Im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Sachanlagen werden mit dem beizulegenden Zeitwert oder mit dem Barwert der Mindestleasingraten aktiviert, je nachdem, welcher Wert niedriger ist. Sie werden linear über die voraussichtliche Nutzungsdauer oder über die kürzere Vertragslaufzeit abgeschrieben.

Bei Operating-Leasing-Transaktionen, bei denen RWE Leasingnehmer ist, werden die Mindestleasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst. Ist RWE Leasinggeber, werden die Mindestleasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

Die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung von Sachanlagen folgt den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

Investment Property (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) umfasst alle Immobilien, die zur Erzielung von Mieteinnahmen oder langfristigen Wertsteigerungen gehalten und weder in der Produktion noch für Verwaltungszwecke eingesetzt werden. Es wird zu fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet. Bei der erstmaligen Bewertung sind auch Transaktionskosten einzubeziehen. Abnutzbares Investment Property wird über eine Laufzeit von 16 bis 50 Jahren linear abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert des Investment Property ist im Anhang angegeben. Er wird nach international anerkannten Bewertungsmethoden, z. B. der Discounted-Cash-Flow-Methode, ermittelt oder aus den aktuellen Marktpreisen vergleichbarer Immobilien abgeleitet.

Auch bei Investment Property folgt die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen werden zunächst mit den Anschaffungskosten und in den Folgeperioden mit dem fortgeschriebenen anteiligen Nettovermögen bilanziert. Dabei werden die Buchwerte jährlich um die anteiligen Ergebnisse, die Ausschüttungen und alle weiteren Eigenkapitalveränderungen erhöht oder vermindert. Geschäfts- oder Firmenwerte sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung enthalten. Eine planmäßige Abschreibung der Geschäfts- oder Firmenwerte findet nicht statt. Nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet.

Die unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen/Gesellschaftsunternehmen sowie die übrigen Beteiligungen und die langfristigen Wertpapiere gehören der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an. In diese Kategorie fallen Finanzinstrumente, die keine Kredite und Forderungen oder bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen darstellen und nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Sie werden sowohl bei der Zugangsbilanzierung als auch in den Folgeperioden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die Zugangsbewertung findet zum Erfüllungstag statt; nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern im Other Comprehensive Income erfasst. Bei Veräußerung der Finanzinstrumente wird der Gewinn oder Verlust erfolgswirksam. Liegen wesentliche objektive Anzeichen für eine Wertminderung eines Vermögenswertes vor, wird dieser erfolgswirksam abgeschrieben. Solche Anzeichen könnten sein, dass es für einen finanziellen Vermögenswert keinen aktiven Markt mehr gibt oder dass sich ein Schuldner in finanziellen Schwierigkeiten befindet und möglicherweise bereits mit den Zins- und Tilgungszahlungen im Verzug ist.

Die Forderungen umfassen die **Finanzforderungen**, die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** sowie **sonstige Forderungen**. Von derivativen Finanzinstrumenten abgesehen werden **Forderungen und sonstige Vermögenswerte** mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Erforderliche Wertberichtigungen orientieren sich am tatsächlichen Ausfallrisiko. Gemäß konzerninternen Vorgaben werden die Wertansätze bei Forderungen grundsätzlich über ein Wertberichtigungskonto korrigiert. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen von Versorgungsbetrieben sind erhaltene Abschlagszahlungen auf den abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Verbrauch unserer Kunden verrechnet.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen sind mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrigverzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO₂-Emissionsrechte und Zertifikate alternativer Energien werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sowohl entgeltlich erworbene als auch frei zugewiesene Rechte werden zu Anschaffungskosten bewertet; eine planmäßige Abschreibung findet nicht statt.

Latente Steuern resultieren aus temporären Unterschieden zwischen IFRS- und Steuerbilanzen der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen auch Steuererminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren ergeben. Latente Steuern sind dann zu aktivieren, wenn damit verbundene wirtschaftliche Vorteile mit hinreichender Sicherheit genutzt werden können. Ihre Höhe richtet sich nach den Steuersätzen, die im betreffenden Land zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. voraussichtlich gelten werden. Maßgeblich sind die am Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten steuerlichen Vorschriften. Aktive und passive latente Steuern werden je Gesellschaft bzw. Organkreis saldiert.

Vorräte sind Vermögenswerte, die zum Verkauf im normalen Geschäftsgang gehalten werden (fertige Erzeugnisse und Waren), die sich in der Herstellung befinden (unfertige Erzeugnisse und Leistungen) oder die bei der Herstellung von Produkten oder der Erbringung von Dienstleistungen verbraucht werden (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe einschließlich Kernbrennelemente und Vorabverbrauch des Braunkohlebergbaus).

Sofern die Vorräte nicht hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden sie zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten entsprechen den produktionsorientierten Vollkosten; sie werden auf der Grundlage einer normalen Kapazitätsauslastung ermittelt und enthalten neben den direkt zurechenbaren Kosten auch angemessene Teile der notwendigen Material- und Fertigungsgemeinkosten. Fertigungsbedingte Abschreibungen sind ebenfalls berücksichtigt. Fremdkapitalkosten werden dagegen nicht als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Für die Ermittlung der Anschaf-

fungskosten werden i. d. R. Durchschnittswerte herangezogen. Der Abraumverbrauch des Braunkohlebergbaus wird nach dem Prinzip „First in – first out“ (Fifo-Verfahren) ermittelt.

Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, wird die Wertaufholung als Minderung des Materialaufwands erfasst.

Kernbrennelemente werden mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Die Abschreibungen werden arbeitsabhängig nach dem Verbrauch und leistungsabhängig nach der Nutzungsdauer des Reaktors ermittelt.

Vorräte, die hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden mit dem beizulegenden Zeitwert abzüglich der Vertriebsaufwendungen bilanziert. Wertänderungen werden erfolgswirksam erfasst.

Zu den als kurzfristig ausgewiesenen **Wertpapieren** zählen im Wesentlichen die Wertpapiere in Spezialfonds sowie festverzinsliche Titel, die beim Erwerb eine Restlaufzeit von mehr als drei Monaten und weniger als einem Jahr haben. Die Wertpapiere gehören ausnahmslos der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an und werden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Zugangsbewertung werden Transaktionskosten berücksichtigt, die direkt dem Erwerb des Wertpapiers zuzurechnen sind; die Zugangsbewertung erfolgt zum Erfüllungstag. Nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Liegen wesentliche objektive Hinweise auf eine Wertminderung vor, wird erfolgswirksam abgeschrieben. Erfolgswirksam sind auch die Ergebnisse aus der Veräußerung von Wertpapieren.

Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Als **zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte** sind Vermögenswerte ausgewiesen, die in ihrem gegenwärtigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte Aktivitäten bzw. Discontinued Operations) handeln. Schulden, die zusammen mit Vermögenswerten in einer Transaktion abgegeben werden sollen, sind Bestandteil einer Veräußerungsgruppe oder nicht fortgeführten Aktivität und werden als **zur Veräußerung bestimmte Schulden** gesondert ausgewiesen.

Zur Veräußerung bestimmte langfristige Vermögenswerte unterliegen keiner planmäßigen Abschreibung. Sie werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzt, sofern dieser Betrag niedriger ist als der Buchwert.

Gewinne oder Verluste aus der Bewertung einzelner zur Veräußerung bestimmter Vermögenswerte und von Veräußerungsgruppen werden bis zur endgültigen Veräußerung im Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen.

Die konzernweiten Aktienoptionsprogramme werden als **aktienbasierte Vergütungen** mit Barausgleich bilanziert. Zum Bilanzstichtag wird eine Rückstellung in Höhe des zeitanteiligen beizulegenden Zeitwertes der Zahlungsverpflichtung gebildet. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst. Der beizulegende Zeitwert der Optionen wird mithilfe anerkannter finanzwirtschaftlicher Modelle bestimmt.

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die sich daraus ergeben, dass vergangene Ereignisse wahrscheinlich zu einem Ressourcenabfluss führen werden, dessen Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Wenn eine Rückstellung eine große Anzahl von Positionen umfasst, wird die Verpflichtung durch Gewichtung aller möglichen Ergebnisse mit ihren jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten geschätzt (Erwartungswertmethode).

Alle langfristigen Rückstellungen werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten voraussichtlichen Erfüllungsbetrag bilanziert. Bei der Ermittlung dieses Betrags sind auch die bis zum Erfüllungszeitpunkt voraussichtlich eintretenden Kostensteigerungen zu berücksichtigen.

Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Für diese Ausgaben werden Stilllegungs-, Reaktivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet. Falls Änderungen beim Zinssatz oder bei den Schätzungen zum zeitlichen Anfall oder zur Höhe der Auszahlungen eine Anpassung der Rückstellungen erforderlich machen, wird der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes in entsprechendem Umfang erhöht oder vermindert. Fällt die Verminderung höher aus als der Buchwert, ist der überschüssige Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen werden grundsätzlich gegen den Aufwandsposten aufgelöst, gegen den sie gebildet wurden.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden für leistungsorientierte Versorgungspläne gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechnete aktive und ehemalige Mitarbeiter sowie deren Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder. Die individuellen Zusagen richten sich i. d. R. nach der Dauer der Betriebszugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Bei der Bewertung von Rückstellungen für leistungsorientierte Versorgungspläne wird der versicherungsmathematische Barwert der jeweiligen Verpflichtung zugrunde gelegt. Dieser wird mithilfe des Anwartschaftsbarwertverfahrens (Projected-Unit-Credit-Methode) ermittelt. Bei dem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch erwartete künftige Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung stützt sich auf versicherungsmathematische Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer

Daten (für Deutschland insbesondere die Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck, für Großbritannien Standard SAPS Table S2PA mit Berücksichtigung künftiger Sterblichkeitsveränderungen). Die Rückstellung ergibt sich aus dem Saldo des versicherungsmathematischen Barwertes der Verpflichtung und dem beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens. Der Dienstzeitaufwand ist im Personalaufwand enthalten. Das Nettozinsergebnis geht in das Finanzergebnis ein.

Gewinne und Verluste aus Neubewertungen der Nettoschuld oder des Nettovermögenswertes werden vollständig in dem Geschäftsjahr erfasst, in dem sie anfallen. Sie werden außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung als Bestandteil des Other Comprehensive Income in der Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen und unmittelbar in die Gewinnrücklagen gebucht. Auch in den Folgeperioden werden sie nicht mehr erfolgswirksam.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden im Personalaufwand ausgewiesen.

Die Entsorgungsrückstellungen im Kernenergiebereich basieren auf öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen, insbesondere aus dem Atomgesetz und dem Entsorgungsfondsgesetz, sowie auf Auflagen aus den Betriebsgenehmigungen. Ihrer Bewertung liegen Schätzungen zugrunde, die auf konkretisierenden Verträgen sowie auf Angaben von internen und externen Experten (z. B. Fachgutachtern) beruhen.

Die am Bilanzstichtag bestehenden und bei Bilanzaufstellung erkennbaren Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung von Flächen sowie aus verursachten oder bereits eingetretenen Bergschäden werden durch bergbaubedingte Rückstellungen berücksichtigt. Die Rückstellungen sind aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zu bilden, die auf entsprechenden gesetzlichen Regelungen wie dem Bundesberggesetz basieren und vor allem in Betriebsplänen und wasserrechtlichen Erlaubnisbescheiden konkretisiert sind. Die Rückstellungen werden grundsätzlich mit zunehmendem Verpflichtungsumfang, u. a. entsprechend der Braunkohleförderung, gebildet. Bewertet werden sie mit den zu erwartenden Vollkosten bzw. den geschätzten Schadenersatzleistungen.

Für die Verpflichtung zur Einreichung von CO₂-Emissionsrechten und Zertifikaten alternativer Energien bei den zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die mit dem Buchwert der dafür aktivierten CO₂-Rechte bzw. Zertifikate alternativer Energien bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene Zertifikate gedeckt, wird die Rückstellung hierfür mit dem Marktpreis der Emissionsrechte bzw. der Zertifikate alternativer Energien am Stichtag bewertet.

Verbindlichkeiten umfassen die **Finanzverbindlichkeiten**, die **Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen**, die **Ertragsteerverbindlichkeiten** sowie **übrige Verbindlichkeiten**. Sie werden bei erstmaligem Ansatz mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Verbindlichkeiten aus Finanzierungs-

leasing werden entweder mit dem beizulegenden Zeitwert des Leasinggegenstands oder dem Barwert der Mindestleasingraten passiviert – je nachdem, welcher Wert niedriger ist. Für Zwecke der Folgebewertung werden die Mindestleasingzahlungen in die Finanzierungskosten und den Tilgungsanteil der Restschuld aufgeteilt. Die Finanzierungskosten werden so über die Laufzeit des Leasingverhältnisses verteilt, dass über die Perioden ein konstanter Zinssatz auf die verbliebene Schuld entsteht.

Zu den übrigen Verbindlichkeiten zählen von Versorgungsbetrieben passivierte Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte ergebniswirksam aufgelöst werden.

Des Weiteren sind in den übrigen Verbindlichkeiten auch bestimmte nicht beherrschende Anteile enthalten. Dabei handelt es sich um Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) nicht beherrschender Anteile.

Derivative Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert und – unabhängig von ihrem Zweck – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Änderungen dieses Wertes werden erfolgswirksam erfasst, es sei denn, die derivativen Finanzinstrumente stehen in einer bilanziellen Sicherungsbeziehung. In diesem Fall richtet sich die Erfassung von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes nach der Art des Sicherungsgeschäfts.

Mit Fair Value Hedges werden bilanzierte Vermögenswerte oder Schulden gegen das Risiko einer Änderung des beizulegenden Zeitwertes abgesichert. Dabei gilt: Bei Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden diese unter derselben Position in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Auch die Absicherung von bilanzunwirksamen festen Verpflichtungen wird als Fair Value Hedge bilanziert. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der festen Verpflichtung im Hinblick auf das abgesicherte Risiko führen zum erfolgswirksamen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld.

Cash Flow Hedges dienen der Absicherung des Risikos, dass die mit einem bilanzierten Vermögenswert, einer bilanzierten Schuld oder einer mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden geplanten Transaktion verbundenen zukünftigen Zahlungsströme schwanken. Liegt ein Cash Flow Hedge vor, werden die nicht realisierten Gewinne und Verluste des Sicherungsgeschäfts zunächst im Other Comprehensive Income erfasst. Sie gehen erst dann in die Gewinn- und Verlustrechnung ein, wenn das abgesicherte Grundgeschäft erfolgswirksam wird. Werden geplante Transaktionen gesichert und führen diese Transaktionen in späteren Perioden zum Ansatz eines finanziellen Vermögenswertes oder einer finanziellen Verbindlichkeit, sind die bis zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital erfassten Beträge in derjenigen Periode erfolgswirksam aufzulösen, in der auch der Vermögenswert oder die Verbindlichkeit das Periodenergebnis beeinflusst. Führen die Transaktionen zum Ansatz von nicht finanziellen Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten, z. B. zum Erwerb von Sachan-

lagevermögen, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes oder der Verbindlichkeit verrechnet.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten zielen darauf ab, das Fremdwährungsrisiko aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung abzusichern. Nicht realisierte Gewinne und Verluste aus solchen Sicherungsgeschäften werden bis zur Veräußerung der ausländischen Teileinheit im Other Comprehensive Income erfasst.

IAS 39 legt fest, unter welchen Voraussetzungen Sicherungsbeziehungen bilanziell erfasst werden dürfen. Unter anderem müssen sie ausführlich dokumentiert und effektiv sein. Effektivität im Sinne von IAS 39 liegt dann vor, wenn die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Sicherungsgeschäfts sowohl prospektiv als auch retrospektiv in einer Bandbreite von 80 bis 125% der gegenläufigen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Grundgeschäfts liegen. Nur der effektive Teil einer Sicherungsbeziehung darf nach den beschriebenen Regeln bilanziert werden. Der ineffektive Teil wird sofort erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Verträge, die den Empfang oder die Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens zum Gegenstand haben (Eigenverbrauchverträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, sofern die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrags verbunden sind. Geschriebene Optionen auf den Kauf oder Verkauf nicht finanzieller Posten, die durch Barausgleich erfüllt werden können, sind keine Eigenverbrauchverträge.

Eventualschulden sind mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder bereits bestehende Verpflichtungen, die wahrscheinlich nicht zu einem Ressourcenabfluss führen oder in ihrer Höhe nicht verlässlich bestimmt werden können. Eventualschulden werden in der Bilanz nur dann erfasst, wenn sie im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses übernommen wurden. Die im Anhang angegebenen Verpflichtungsvolumina der Eventualschulden entsprechen dem am Bilanzstichtag bestehenden Haftungsumfang.

Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden. Bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind Ermessensentscheidungen zu treffen. Dies gilt insbesondere für folgende Sachverhalte:

- Bei bestimmten Verträgen ist zu entscheiden, ob sie als Derivate zu behandeln oder wie sogenannte Eigenverbrauchverträge als schwebende Geschäfte zu bilanzieren sind.
- Finanzielle Vermögenswerte sind in die Kategorien „bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen“, „Kredite und Forderungen“, „zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ und „Finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden“ einzuordnen.

- Bei „zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten“ ist zu entscheiden, ob und wann eine Wertminderung als außerplanmäßige Abschreibung erfolgswirksam zu erfassen ist.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und ggf. zugehörige Schulden als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte bzw. Schulden“ auszuweisen und zu bewerten.

Schätzungen und Beurteilungen des Managements. Die Aufstellung des Konzernabschlusses nach IFRS erfordert, dass Annahmen getroffen und Schätzungen gemacht werden, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe von Eventualschulden auswirken.

Diese Annahmen und Schätzungen beziehen sich u. a. auf die Bilanzierung und Bewertung von Rückstellungen. Bei langfristigen Rückstellungen stellt neben der Höhe und dem Zeitpunkt zukünftiger Zahlungsströme auch die Bestimmung des Abzinsungsfaktors eine wichtige Schätzgröße dar. Der Abzinsungsfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen erstrangiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt.

Der Werthaltigkeitstest für Geschäfts- oder Firmenwerte und Anlagevermögen stützt sich auf zukunftsbezogene Annahmen, die regelmäßig angepasst werden. Für das Anlagevermögen ist zu jedem Stichtag zu prüfen, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt.

Kraftwerke werden zu einer Zahlungsmittel generierenden Einheit zusammengefasst, wenn ihre Erzeugungskapazität und ihr Brennstoffbedarf als Teil eines Portfolios zentral gesteuert werden, ohne dass eine Zurechnung einzelner Verträge und Zahlungsströme auf einzelne Kraftwerke möglich ist.

Bei der Erstkonsolidierung eines erworbenen Unternehmens werden die identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden mit ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes liegen u. a. Bewertungsmethoden zugrunde, die eine Prognose der zukünftig erwarteten Cash Flows erfordern.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn die Realisierbarkeit künftiger Steuervorteile wahrscheinlich ist. Die tatsächliche Entwicklung im Hinblick auf die steuerliche Ergebnissituation und damit die Nutzbarkeit aktiver latenter Steuern kann allerdings von der Einschätzung zum Zeitpunkt der Aktivierung der latenten Steuern abweichen.

Weitere Informationen zu den Annahmen und Schätzungen, die diesem Konzernabschluss zugrunde liegen, finden sich in den Erläuterungen zu den einzelnen Abschlussposten.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der voraussichtlichen Geschäftsentwicklung wurde außerdem das zu die-

sem Zeitpunkt als realistisch unterstellte künftige wirtschaftliche Umfeld in den Branchen und Regionen, in denen RWE tätig ist, berücksichtigt. Sollten sich die Rahmenbedingungen anders als erwartet entwickeln, können die tatsächlichen Beträge von den Schätzwerten abweichen. In solchen Fällen werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden angepasst.

Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht davon auszugehen, dass sich wesentliche Änderungen gegenüber den zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen ergeben.

Kapitalmanagement. Die Kapitalstruktur des RWE-Konzerns hat sich im Berichtsjahr vor allem durch den Verkauf der Anteile an innogy SE verändert. Die Erlöse aus dem Verkauf haben zu einer Erhöhung des Finanzvermögens geführt und somit zu einer signifikanten Reduzierung der Nettofinanzschulden auf 1,7 Mrd. € (Vorjahr: 7,4 Mrd. €) beigetragen. Somit bestehen die Nettoschulden von RWE größtenteils aus den Rückstellungen von 22,1 Mrd. € (Vorjahr: 19,1 Mrd. €), die im Durchschnitt eine sehr lange Duration aufweisen und wesentlich durch externe Faktoren wie das allgemeine Zinsniveau getrieben werden. Die genaue Berechnung der Nettoschulden bzw. Nettofinanzschulden findet sich auf S. 55 des Lageberichts.

Im Vordergrund der Finanzpolitik von RWE steht die Gewährleistung des permanenten Zugangs zum Kapitalmarkt, um die effiziente Refinanzierung der fälligen Schulden zu jeder Zeit zu ermöglichen. Diesem Ziel dienen das solide Rating und der angestrebte positive Cash Flow.

RWE steuerte im Geschäftsjahr 2016 die Kapitalstruktur u. a. anhand von Finanzkennzahlen. Eine Orientierungsgröße ist der „Verschuldungsfaktor“, der bei den Nettoschulden ansetzt. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird; darüber hinaus wird mit einer Korrektur beim Hybridkapital erreicht, dass Letzteres hälftig in die Nettoschulden einfließt. Der Verschuldungsfaktor gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA an. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag er bei 4,2 (Vorjahr: 3,6). Nach dem Börsengang von innogy überprüft die RWE AG die finanziellen Steuerungsgrößen. Die zukünftig relevanten Finanzkennzahlen werden derzeit definiert.

Unser Kreditrating wird durch eine Vielzahl qualitativer und quantitativer Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen die Finanzmittelzuflüsse und die Verschuldung ebenso wie das Marktumfeld, die Wettbewerbsposition und die politischen Rahmenbedingungen. Auch die begebenen Hybridanleihen unterstützen unser Rating. Die führenden Ratingagenturen Moody's, Fitch sowie Standard & Poor's stufen Hybridkapital in Teilen als Eigenkapital ein.

Die Bonität von RWE wird derzeit von Moody's mit „Baa3“, von Fitch mit „BBB“ und von Standard & Poor's mit „BBB-“ bewertet. Damit bewegt sich unser Rating weiterhin im Bereich „Investment Grade“. Die kurzfristigen Bonitätsnoten für RWE lauten „P-3“, „F3“ bzw. „A-3“.

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2016 verpflichtend anzuwenden sind:

- Änderungen an IAS 1 „Angabeninitiative“ (2014)
- Änderungen an IAS 16 und IAS 38 „Klarstellung akzeptabler Abschreibungsmethoden“ (2014)
- Änderungen an IAS 16 und IAS 41 „Landwirtschaft: Fruchttragende Pflanzen“ (2014)
- Änderungen an IAS 19 – Leistungsorientierte Pläne: Arbeitnehmerbeiträge (2013)

- Änderungen an IAS 27 „Equity-Methode in Einzelabschlüssen“ (2014)
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS Zyklus 2012–2014 (2014)
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS Zyklus 2010–2012 (2013)
- Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 28 „Investmentgesellschaften: Anwendung der Ausnahme von der Konsolidierungspflicht“ (2014)
- Änderungen an IFRS 11 „Bilanzierung von Erwerben an einer gemeinschaftlichen Tätigkeit“ (2014)

Die erstmalige Anwendung dieser Änderungen hat keine wesentlichen Auswirkungen auf den Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2016 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden dargestellt. Teilweise sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

IFRS 9 „Finanzinstrumente“ (2014) ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zu Finanzinstrumenten. Der Standard beinhaltet geänderte Regelungen zu Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte und enthält kleinere Änderungen im Hinblick auf die Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten. Für bestimmte Fremdkapitalinstrumente der Aktivseite ist eine ergebnisneutrale Fair-Value-Bewertung vorgesehen. Darüber hinaus enthält er Regelungen zu Wertminderungen von Vermögenswerten und zur Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen (Hedge Accounting). Die Vorschriften zur Wertminderung stellen erstmals auf erwartete Ausfälle ab. Die neuen Regelungen zum Hedge Accounting sollen dazu führen, dass Risikomanagement-Aktivitäten besser im Konzernabschluss abgebildet werden können. Dazu erweitert IFRS 9 u. a. die für Hedge Accounting qualifizierenden Grundgeschäfte und erleichtert die Effektivitätstests. Der neue Standard ist erstmals verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2018 oder danach beginnen.

Bei der Klassifizierung und Bewertung finanzieller Vermögenswerte geht RWE gegenwärtig nicht von wesentlichen Auswirkungen auf die Bilanzierung von Schuldinstrumenten aus. Anteile an Publikumsfonds werden überwiegend ergebniswirksam zum beizulegenden Zeitwert zu bilanzieren sein. Inwieweit Effekte aus der Fair-Value-Bewertung von Eigenkapitalinstrumenten wesentlich sein werden, kann derzeit noch nicht abgeschätzt werden. Darüber hinaus ist über die Ausübung der Option zur Erfassung von Fair-Value-Änderungen im Other Comprehensive Income für Eigenkapitalinstrumente noch nicht entschieden. Bezüglich der Klassifizierung und Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten werden sich voraussichtlich kaum Änderungen ergeben.

Die Erfassung erwarteter Verluste nach dem neuen Wertberichtigungsmodell führt voraussichtlich zu einer früheren Erfassung von Wertberichtigungen, im Umstellungszeitpunkt zu niedrigerem Eigenkapital und höherer Volatilität in der Gewinn- und Verlustrechnung.

RWE geht derzeit davon aus, dass die bisherigen bilanziellen Sicherungsbeziehungen fortgeführt werden können. Inwieweit aufgrund von IFRS 9 zusätzliche bilanzielle Sicherungsbeziehungen designiert werden können, wird derzeit geprüft. Die Ausübung der Fair-Value-Option für Eigenverbrauchverträge wird noch geprüft. Die Möglichkeit, die Zeitwertkomponente von Optionen bei Sicherungsbeziehungen auszuschließen, wird voraussichtlich nicht angewendet.

RWE wird beim Übergang auf die Klassifizierungs- und Bewertungsmethoden nach IFRS 9 keine Vorjahreszahlen angeben und daher die Gewinnrücklagen zum 1. Januar 2018 anpassen, um die Effekte aus der erstmaligen Anwendung des Standards zu erfassen.

Um die Darstellung der neuen Anhangangaben insbesondere bezüglich Hedge Accounting, Kreditrisiken und erwarteter Verluste zu gewährleisten, sind System- und Berichts Anpassungen erforderlich.

IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (2014) einschließlich Änderungen an IFRS 15 „Zeitpunkt des Inkrafttretens von IFRS 15“ (2015) und „Clarifications to IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers“ (2016) ersetzen zukünftig sowohl die Inhalte des IAS 18 „Umsatzerlöse“ als auch des IAS 11 „Fertigungsaufträge“. Der neue Standard unterscheidet nicht zwischen unterschiedlichen Auftrags- und Leistungsarten, sondern stellt einheitliche Kriterien auf, wann für eine Leistungserbringung Umsatzerlöse zeitpunkt- und zeitraumbezogen zu realisieren sind. Dies ist dann der Fall, wenn der Kunde die Verfügungsmacht über die vereinbarten Güter und Dienstleistungen erlangt und Nutzen aus diesen ziehen kann. Der neue Standard ist erstmals für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2018 oder danach beginnen. Die Erstanwendung kann wahlweise vollständig retrospektiv oder auf Basis einer retrospektiven Anwendung ohne Korrektur der Vergleichsperiode

(modifiziert retrospektiver Ansatz) erfolgen. Derzeit untersucht RWE die Ergebnisse seiner IFRS 15-Vertragsanalyse. Auf Basis einer vorläufigen Beurteilung wurden die folgenden Bereiche für eine mögliche Änderung der Bilanzierung von Umsatzerlösen nach IFRS 15 identifiziert:

Vertrieb von Energie an Privathaushalte

Kunden können gratis ausgegebene Zugaben wie Thermostate, Gutscheine oder Haushaltsgeräte als Anreiz für einen Vertragsabschluss erhalten. Nach IFRS 15 sind auch für die kostenlosen Zugaben Umsatzerlöse zu erfassen, wenn bestimmte Bedingungen erfüllt sind. Sofern sich solche kostenlosen Zugaben als separate Leistungsverpflichtung nach IFRS 15 qualifizieren, werden die korrespondierenden Umsatzerlöse im Zeitpunkt des Kontrollübergangs erfasst. Zudem ergeben sich im Vergleich zu IAS 18 Unterschiede in der Allokation des Transaktionspreises auf vergünstigt angebotene Produkte. Beide Effekte führen zu einer früheren erlöswirksamen Erfassung des auf die kostenlosen Zugaben bzw. vergünstigten Produkte entfallenden Transaktionspreises.

Für Gewährleistungs- oder Garantieverpflichtungen muss zwischen einer Zusicherung, dass das gelieferte Produkt den vertraglich vereinbarten Spezifikationen entspricht („assurance-type warranty“) und einer darüber hinausgehenden Leistung („service-type warranty“) differenziert werden. „Assurance-type warranties“ stellen keine zusätzlichen Leistungen für den Kunden dar und sind daher keine separaten Leistungsverpflichtungen. Sofern es sich um eine „service-type warranty“ handelt, liegt eine separate Leistungsverpflichtung vor, der ein Teil des Umsatzerlöses zugeordnet wird. Die Erfassung der auf eine solche Leistungsverpflichtung entfallenden Umsatzerlöse ergibt sich aus den jeweiligen Geschäftsbedingungen der Gewährleistungs- oder Garantieverpflichtung. Es ist wahrscheinlich, dass sich hieraus eine Änderung für die Erfassung von Umsatzerlösen ergibt.

Vertrieb von Energie an Geschäftskunden

In Verträgen mit Geschäftskunden werden häufig Bandbreiten vereinbart, die es dem Kunden erlauben, von der vertraglich vereinbarten Abnahmemenge abzuweichen. Zeitgleich werden in solchen Verträgen auch Strafzahlungen vereinbart, wenn die tatsächliche Abnahmemenge außerhalb der vereinbarten Bandbreite liegt. Wenn diese Strafzahlungen als signifikant eingestuft werden und der Verbrauch gleichzeitig nicht auf Basis einer monatlichen Messung der Abnahmemenge bestimmt wird, können sich Auswirkungen für die Bilanzierung erhaltener Anzahlungen ergeben.

Prinzipal-Agent-Beziehungen

IFRS 15 enthält zusätzliche Vorgaben zur Bestimmung der Rolle eines Unternehmens als Prinzipal oder Agent. So stellt der Standard für die Abgrenzung zukünftig auf die Kontrolle über das Produkt oder die Dienstleistung und nicht länger die Verteilung der Risiken und Chancen ab. Insofern kann es dazu kommen, dass Unternehmen sich in manchen Fällen nicht länger als Prinzipal qualifizieren und keinen Umsatz ausweisen, sondern zukünftig Provisionserlöse aus ihrer Agententätigkeit generieren.

Weitere Auswirkungen und Erstanwendung

Der Ausweis und die Anforderungen für die Anhangangaben nach IFRS 15 sind umfangreicher im Vergleich zu den aktuellen Vorgaben nach IAS 18. RWE erhebt derzeit die neuen Anhangangaben und überarbeitet seine Systeme und Prozesse, um die neuen Anforderungen zu erfüllen. RWE wird voraussichtlich die modifiziert retrospektive Methode als Übergangsmethode für die Erstanwendung nutzen. Eine vorzeitige Anwendung von IFRS 15 ist von RWE nicht beabsichtigt. Darüber hinaus berücksichtigt RWE bereits mögliche Umstellungen durch die vom IASB im April 2016 veröffentlichten, aber noch nicht in EU-Recht übernommenen Änderungen an IFRS 15 durch „Clarifications to IFRS 15“ und überwacht alle weiteren Entwicklungen.

IFRS 16 „Leases“ (2016) ersetzt zukünftig die Inhalte des IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie die zugehörigen Interpretationen IFRIC 4, SIC-15 und SIC-27. Nach dem neuen Leasingstandard sollen – abgesehen von kurzfristigen Leasingverhältnissen (bis zu zwölf Monaten) und Leasingverhältnissen über geringwertige Vermögenswerte – alle Leasingverhältnisse in der Bilanz erfasst werden. Daher hat der Leasingnehmer unabhängig vom wirtschaftlichen Eigentum an dem geleasteten Vermögenswert ein Nutzungsrecht für den Vermögenswert zu aktivieren und eine korrespondierende Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes der fest vereinbarten Leasingzahlungen zu passivieren. Für den Leasinggeber ergeben sich – auch im Hinblick auf die weiterhin erforderliche Klassifizierung von Leasingverhältnissen – keine wesentlichen Änderungen gegenüber der aktuellen Bilanzierung nach IAS 17. Der neue Standard ist erstmals verpflichtend für Geschäftsjahre anzuwenden, die am 1. Januar 2019 oder danach beginnen. RWE wird IFRS 16 voraussichtlich nicht vorzeitig ab 2018 in Verbindung mit IFRS 15 anwenden. Die Auswirkungen von IFRS 16 (2016) auf den Konzernabschluss werden noch geprüft.

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards sowie Interpretationen werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- Amendments to IAS 7 „Disclosure Initiative“ (2016)
- Amendments to IAS 12 „Recognition of Deferred Tax Assets for Unrealised Losses“ (2016)
- Amendments to IAS 40 „Transfers of Investment Property“ (2016)
- Annual Improvements to IFRS Standards 2014–2016 Cycle (2016). Der Sammelstandard beinhaltet Änderungen und Klarstellungen an IFRS 1, IFRS 12 und IAS 28.
- Amendments to IFRS 2 „Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions“ (2016)
- Amendments to IFRS 10 and IAS 28 „Sale or Contribution of Assets between an Investor and an Associate or Joint Venture“ (2014). Der EU-Erstanwendungszeitpunkt für diese Änderungen wurde auf unbestimmte Zeit verschoben.
- IFRIC 22 „Foreign Currency Transactions and Advance Consideration“ (2016)

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden grundsätzlich dann erfasst, wenn die Güter geliefert oder Dienstleistungen erbracht wurden und die mit den Gütern oder Diensten verbundenen Risiken auf den Kunden übergegangen sind.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir die Energiehandelsumsätze netto aus, d. h. mit der realisierten Rohmarge. Dieser Nettoausweis wird ab dem Geschäftsjahr 2016 insbesondere auch bei Gashandelsgeschäften angewendet. Die Vorjahreswerte wurden um 509 Mio. € angepasst. Die auf physische Erfüllung ausgerichteten Strom-, Gas-, Kohle- und Ölgeschäfte zeigen wir dagegen auf Bruttobasis. Energiehandelsumsätze werden im Segment Trading/Gas Midstream getätigt. Die Bruttoumsätze (inkl. Energiehandelsumsätze) summierten sich im Geschäftsjahr 2016 auf 87.208 Mio. € (Vorjahr: 103.169 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 148 f. nach Unternehmensbereichen und Regionen aufgegliedert. Durch Erst- und Entkonsolidierungen haben sie sich im Saldo um 423 Mio. € erhöht.

Im Berichtsjahr und im Vorjahr hat RWE mit keinem einzelnen Kunden mehr als 10% der Umsatzerlöse erzielt.

Die Position „Erdgas-/Stromsteuer“ umfasst die von Gesellschaften des Konzerns unmittelbar gezahlte Steuer.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2016	2015
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	252	291
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	11	77
Auflösung von Rückstellungen	208	265
Kostenumlagen/-erstattungen	68	76
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten (ohne Wertpapiere)	77	57
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	273	286
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	37	211
Ersatz- und Versicherungsleistungen	128	575
Vermietung und Verpachtung	18	20
Neubewertungsertrag bei sukzessiver Erlangung der Beherrschung		159
Übrige	363	403
	1.435	2.420

Erträge aus dem Abgang von Finanzanlagen und Ausleihungen werden, soweit sie Beteiligungen betreffen, im Beteiligungsergebnis ausgewiesen und ansonsten – ebenso wie Erträge aus dem Abgang kurzfristiger Wertpapiere – im Finanzergebnis gezeigt.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen betrieblichen Erträge um 7 Mio. €.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2016	2015
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	20.977	21.926
Aufwendungen für bezogene Leistungen	12.420	11.941
	33.397	33.867

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe umfassen auch die Aufwendungen für den Einsatz und die Entsorgung von Kernbrennstoffen. Ebenfalls darin enthalten sind Aufwendungen für CO₂-Emissionsrechte.

Insgesamt wurden Energiehandelsumsätze in Höhe von 41.375 Mio. € (Vorjahr: 55.079 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet. Aufgrund des Nettoausweises bei Gashandelsgeschäften ab dem Geschäftsjahr 2016 wurden die Vorjahreswerte um 509 Mio. € angepasst. Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten den Materialaufwand um 302 Mio. €.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2016	2015
Löhne und Gehälter	3.840	3.728
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	937	1.075
	4.777	4.803

Anzahl Mitarbeiter	2016	2015
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	46.543	46.707
Außertarifliche Mitarbeiter	12.530	12.643
	59.073	59.350

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2016	2015
Immaterielle Vermögenswerte	254	472
Sachanlagen	6.388	5.045
Investment Property	5	5
	6.647	5.522

Von den Abschreibungen für immaterielle Vermögenswerte entfielen 26 Mio. € (Vorjahr: 24 Mio. €) auf Kundenstämme akquirierter Unternehmen.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die Abschreibungen um 36 Mio. €.

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2016	2015
Immaterielle Vermögenswerte	25	236
Sachanlagen	4.354	2.874
Investment Property	1	
	4.380	3.110

Außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 3.695 Mio. € (Vorjahr: 1.510 Mio. €) entfielen auf den deutschen Kraftwerkspark des Segments Konventionelle Stromerzeugung, im Wesentlichen aufgrund der aktuellen Einschätzung der kurz-, mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geringeren Auslastung des Kraftwerksparks (erzielbarer Betrag: 1,3 Mrd. €; Vorjahr: 6,1 Mrd. €).

Im Vorjahr entfielen auf einen Kraftwerksblock in Deutschland des Segments Konventionelle Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 654 Mio. €, da dieser Kraftwerksblock stillgelegt wurde.

Die Anzahl der Mitarbeiter ergibt sich durch Umrechnung in Vollzeitstellen. Das heißt, Teilzeitbeschäftigte und befristete Beschäftigungsverhältnisse werden mit ihrer Teilzeitquote bzw. mit ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungszeit erfasst. Im Jahresdurchschnitt wurden 2.070 (Vorjahr: 2.140) Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten den Personalaufwand um 43 Mio. €.

Außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 168 Mio. € entfielen auf einen türkischen Kraftwerksblock des Segments Konventionelle Stromerzeugung aufgrund veränderter Marktsituation, im Wesentlichen aufgrund der aktuellen Einschätzung der kurz-, mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €).

Außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 106 Mio. € entfielen auf das schottische Biomasse-Kraftwerk Markinch, das im Segment Konventionelle Stromerzeugung ausgewiesen wird, im Wesentlichen in Folge geänderter Annahmen zur Förderung im Bereich erneuerbarer Energien sowie niedrigerer Verfügbarkeit (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €).

Im Vorjahr entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 568 Mio. € auf britische Kraftwerksanlagen des Segments Konventionelle Stromerzeugung aufgrund veränderter Marktsituation in Folge der Kapazitätsmarktauktion (erzielbarer Betrag: 1,9 Mrd. €).

Auf Sachanlagen der als gemeinschaftliche Tätigkeit abgebildeten N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/Niederlande, des Segments Konventionelle Stromerzeugung entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 58 Mio. € (Vorjahr: 101 Mio. €) aufgrund geänderter Preiserwartungen (erzielbarer Betrag: 0 Mrd. €; Vorjahr: 0,1 Mrd. €).

Außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 97 Mio. € entfielen auf Onshore-Windparks in Polen im Segment innogy (davon 90 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 7 Mio. € auf in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesene Operating Rights), im Wesentlichen aufgrund verschlechterter regulatorischer Rahmenbedingungen in Polen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €).

Darüber hinaus wurden im Segment innogy außerplanmäßige Abschreibungen auf Gasspeicher in Höhe von 204 Mio. € (davon 186 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 18 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,1 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen.

Außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 173 Mio. € entfielen im Vorjahr auf IT-Systeme im Segment innogy aufgrund fehlender Werthaltigkeit (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €).

Sonstige außerplanmäßige Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen wurden im Wesentlichen aufgrund von Kostensteigerungen und geänderten Preiserwartungen durchgeführt.

Die erzielbaren Beträge ermitteln wir auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten, die mithilfe von Bewertungs-

modellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet werden. Der Wertermittlung des deutschen Kraftwerksparks lag ein Diskontierungszinssatz von 4,25% (Vorjahr: 4,75%) zugrunde und den sonstigen Bewertungsmodellen Diskontierungszinssätze in einer Bandbreite von 4,00 bis 9,75% (Vorjahr: 1,25 bis 5,50%). Unsere zentralen Planungsannahmen beziehen sich u. a. auf die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

(6) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen in Mio. €	2016	2015
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	320	537
Rückstellungszuführungen	1.787	286
Konzessionen, Lizenzen und andere vertragliche Verpflichtungen	443	436
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	-108	166
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	267	303
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	239	327
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	36	58
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	178	182
Allgemeine Verwaltungskosten	128	142
Werbemaßnahmen	268	203
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	46	47
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	130	140
Kosten des Post- und Zahlungsverkehrs	61	72
Gebühren und Beiträge	136	134
Währungskursverluste	17	57
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	78	98
Übrige	297	420
	4.323	3.608

In den Aufwendungen für Struktur- und Anpassungsmaßnahmen sind in Höhe von 79 Mio. € Erträge aus der Auflösung von Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen enthalten.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 28 Mio. €.

(7) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis enthält sämtliche Erträge und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den betrieblich

veranlassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und das übrige Beteiligungsergebnis.

Beteiligungsergebnis in Mio. €	2016	2015
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	387	238
Davon: Abschreibungen/Zuschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen		-107
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-9	
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-17	-7
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	28	32
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen	-18	-10
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen	130	231
Aufwendungen aus dem Abgang von Beteiligungen	10	34
Erträge aus Ausleihungen an Beteiligungen	22	35
Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen	8	18
Übriges Beteiligungsergebnis	153	246
	540	484

Die Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen entfallen ausschließlich auf Abschreibungen.

Von den Abschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfielen im Vorjahr 102 Mio. € auf eine Beteiligung im Segment

innogy aufgrund aktueller Verkaufsverhandlungen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Der erzielbare Betrag wurde auf Basis des beizulegenden Zeitwertes abzüglich Veräußerungskosten ermittelt und ist der Stufe 1 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2016	2015
Zinsen und ähnliche Erträge	271	265
Andere Finanzerträge	1.612	1.600
Finanzerträge	1.883	1.865
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	914	1.069
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen (inkl. aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens)	134	153
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	876	571
sonstigen Rückstellungen	277	97
Andere Finanzaufwendungen	1.910	1.564
Finanzaufwendungen	4.111	3.454
	-2.228	-1.589

Das Finanzergebnis setzt sich aus dem Zinsergebnis, den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen sowie den anderen Finanzerträgen und Finanzaufwendungen zusammen.

Die Zinsanteile an Rückstellungszuführungen enthalten die jährlichen Aufzinsungsbeträge. Sie werden um die Zinserträge aus Planvermögen zur Deckung von Pensionsverpflichtungen gekürzt.

Das Zinsergebnis enthält im Wesentlichen Zinserträge aus verzinslichen Wertpapieren und Ausleihungen, Erträge und Aufwendungen aus Wertpapieren sowie Zinsaufwendungen.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr Fremdkapitalkosten in Höhe von 7 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 4,4 und 5,0% (Vorjahr: 5,0 und 5,1%).

Zinsergebnis in Mio. €	2016	2015
Zinsen und ähnliche Erträge	271	265
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	914	1.069
	-643	-804

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2016	2015
Tatsächliche Ertragsteuern	819	544
Latente Steuern	-1.142	59
	-323	603

Von den latenten Steuern entfallen –1.521 Mio. € (Vorjahr: 637 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Im Berichtsjahr ergaben sich Veränderungen in den Wertberichtigungen latenter Steuern in Höhe von 1.460 Mio. € (Vorjahr: 777 Mio. €).

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Aufwendungen von –92 Mio. € (Vorjahr: Erträge 75 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen minderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 4 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 121 Mio. € (Vorjahr: 100 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die Ertragsteuern um 24 Mio. €.

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2016	2015
Kredite und Forderungen	173	181
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	98	84
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-914	-1.069
	-643	-804

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u. a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 199 Mio. € (Vorjahr: 297 Mio. €). Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 318 Mio. € (Vorjahr: 129 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2016	2015
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	5	25
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-579	26
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen ¹	430	-1.595
	-144	-1.544

¹ Einschließlich Wertberichtigung

Direkt mit dem Eigenkapital verrechnet wurden Steuern in Höhe von 6 Mio. € (Vorjahr: 38 Mio. €).

Steuerüberleitungsrechnung	2016	2015
in Mio. €		
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	-5.807	-637
Theoretischer Steueraufwand	-1.852	-200
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-62	58
Steuereffekte auf		
steuerfreie inländische Dividenden	-55	-84
steuerfreie ausländische Dividenden	-5	-10
sonstige steuerfreie Erträge	-3	-15
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	42	44
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	-46	19
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	1.247	-60
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	64	-97
Steuersatzänderungen im Ausland	-6	
Sonstige Wertberichtigungen latenter Steuern im Organkreis der RWE AG	752	871
Sonstige Veränderungen latenter Steuern aus Konzernrestrukturierung	-560	
Sonstiges	161	77
Effektiver Steueraufwand	-323	603
Effektiver Steuersatz in %	5,6	-94,7

Zur Ermittlung des theoretischen Steueraufwandes wird der für die RWE AG gültige Steuersatz in Höhe von 31,9% (Vorjahr: 31,4%) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuer-

satz von 15%, dem Solidaritätszuschlag von 5,5% und dem konzern-durchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz.

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte	Entwicklungs- ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kundenbe- ziehungen und ähnli- che Werte	Geschäfts- oder Firmen- werte	Geleistete Anzahlungen	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2016	1.137	2.790	3.319	11.979	7	19.232
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-34	31	11	112	-1	119
Zugänge	107	67			5	179
Umbuchungen	8	13	-6	1	-5	11
Währungsanpassungen	-144	-42	-401	-393		-980
Abgänge	27	43	8	35		113
Stand: 31.12.2016	1.047	2.816	2.915	11.664	6	18.448
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2016	664	2.312	3.040		1	6.017
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-33	29		1	-1	-4
Abschreibungen des Berichtsjahres	108	120	26			254
Umbuchungen	-1	2				1
Währungsanpassungen	-82	-17	-400			-499
Abgänge	26	36	8			70
Stand: 31.12.2016	630	2.410	2.658	1		5.699
Buchwerte						
Stand: 31.12.2016	417	406	257	11.663	6	12.749
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2015	1.015	2.733	3.074	11.507	1	18.330
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-1	15	83	271		368
Zugänge	206	55		10	5	276
Umbuchungen	3	9				12
Währungsanpassungen	53	20	162	191	1	427
Abgänge	139	42				181
Stand: 31.12.2015	1.137	2.790	3.319	11.979	7	19.232
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2015	542	2.137	2.854			5.533
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-1	-6				-7
Abschreibungen des Berichtsjahres	236	211	24		1	472
Umbuchungen						
Währungsanpassungen	24	8	162			194
Abgänge	137	38				175
Stand: 31.12.2015	664	2.312	3.040		1	6.017
Buchwerte						
Stand: 31.12.2015	473	478	279	11.979	6	13.215

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 165 Mio. € (Vorjahr: 268 Mio. €) aufgewendet. Entwicklungsausgaben wurden in Höhe von 115 Mio. € (Vorjahr: 209 Mio. €) aktiviert.

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Netz & Infrastruktur Deutschland	2.768	2.696
Netz & Infrastruktur Osteuropa	1.107	1.107
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.670	2.695
Vertrieb Deutschland	928	898
Vertrieb Großbritannien	2.070	2.414
Vertrieb Osteuropa	409	409
Erneuerbare Energien	705	754
Trading/Gas Midstream	1.006	1.006
	11.663	11.979

Regelmäßig im dritten Quartal führen wir einen Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) durch, um einen möglichen Abschreibungsbedarf bei Geschäfts- oder Firmenwerten zu ermitteln. Dabei werden die Geschäfts- oder Firmenwerte den Zahlungsmittel generierenden Einheiten zugeordnet.

Im Segment innogy sind mit Wirkung zum 1. Januar 2016 neue Zahlungsmittel generierende Einheiten gebildet worden. Im Zuge dessen wurden von der ehemaligen Zahlungsmittel generierenden Einheit „Vertrieb/Verteilnetze Deutschland“ Firmenwerte in Höhe von 2.696 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit „Netz & Infrastruktur Deutschland“ und in Höhe von 898 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit „Vertrieb Deutschland“ übertragen. Der Geschäfts- oder Firmenwert der ehemaligen Zahlungsmittel generierenden Einheit „Zentralost-/Südosteuropa“ wurde in Höhe von 1.107 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit „Netz & Infrastruktur Osteuropa“ und in Höhe von 409 Mio. € auf die neue Zahlungsmittel generierende Einheit „Vertrieb Osteuropa“ übertragen.

Der im Zusammenhang mit der Bildung der neuen Zahlungsmittel generierenden Einheiten durchgeführte Impairment-Test hat zu keiner Wertberichtigung geführt.

Im Berichtsjahr sind aus Entkonsolidierungen Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 0 Mio. € abgegangen (Vorjahr: 22 Mio. €). Veränderungen der kurzfristigen Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten (Put-Optionen) führten in den Zahlungsmittel generierenden Einheiten „Vertrieb Deutschland“ sowie „Netz & Infrastruktur Deutschland“ zu einer ergebnisneutralen Erhöhung des Geschäfts- oder Firmenwertes; sie sind mit 92 Mio. € (Vorjahr: 197 Mio. €) in den Zugängen enthalten.

Der erzielbare Betrag einer Zahlungsmittel generierenden Einheit wird entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder durch den Nutzungswert bestimmt – je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegende Zeitwert ist definiert als bestmögliche Schätzung des Preises, für den ein unabhängiger Dritter die Zahlungsmittel generierende Einheit am Bilanzstichtag erwerben würde. Der Nutzungswert entspricht dem Barwert der zukünftigen Cash Flows, die voraussichtlich mit einer Zahlungsmittel generierenden Einheit erzielt werden können.

Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten wird aus unternehmensexterner, der Nutzungswert aus unternehmensinterner Sicht bestimmt. Die Wertermittlung erfolgt mithilfe eines Unternehmensbewertungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen. Diese basieren auf der vom Vorstand genehmigten und zum Zeitpunkt des Impairment-Tests gültigen Mittelfristplanung. Sie beziehen sich auf einen Detailplanungszeitraum von drei Jahren. Sofern wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen es erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung. Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes werden – falls vorhanden – Markttransaktionen innerhalb derselben Branche oder Bewertungen Dritter berücksichtigt. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Die Mittelfristplanung stützt sich auf länderspezifische Annahmen über die Entwicklung wichtiger makroökonomischer Größen, z. B. des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominallohne. Diese Einschätzungen werden u. a. aus volkswirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den europäischen Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die bei der Unternehmensbewertung verwendeten Diskontierungszinssätze werden auf der Basis von Marktdaten ermittelt. Im Berichtszeitraum lagen sie für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten in einer Bandbreite von 4,0 bis 5,75% (Vorjahr: 4,5 bis 6,0%) nach Steuern.

Zur Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus legen wir konstante Wachstumsraten zwischen 0,0 und 1,0% (Vorjahr: 0,0 und 1,0%) zugrunde. Diese Werte sind bereichsspezifisch aus Erfahrungen und Zukunftserwartungen abgeleitet und überschreiten nicht die langfristigen durchschnittlichen Wachstumsraten der jeweiligen Märkte, in denen die Konzernunternehmen tätig sind. Bei der Ermittlung der Wachstumsraten der Cash Flows werden die Ausgaben für Investitionen abgezogen, die notwendig sind, um das angenommene Wachstum zu erzielen.

Die erzielbaren Beträge der Zahlungsmittel generierenden Einheiten, die jeweils als beizulegender Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten ermittelt wurden, lagen zum Bilanzstichtag über deren Buchwerten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensitiv auf Veränderungen des Diskontierungzinssatzes, der Wachstumsrate und des betrieblichen Ergebnisses nach Steuern in der ewigen Rente.

Die Zahlungsmittel generierende Einheit „Netz & Infrastruktur Osteuropa“ wies von allen Zahlungsmittel generierenden Einheiten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf. Der erzielbare Betrag lag um 1,5 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 1,6 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungzinssatz nach Steuern von über 6,6%, eine um mehr als 1,9 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter -1,9% oder ein um mehr als 83 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis nach Steuern in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen	Grundstücke, grundstücks- gleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzah- lungen und Anlagen im Bau	Summe
in Mio. €					
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2016	7.489	73.967	2.246	1.710	85.412
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-214	57	15	-30	-172
Zugänge	122	1.854	132	324	2.432
Umbuchungen	107	171	-21	-261	-4
Währungsanpassungen	-68	-1.186	-25	-25	-1.304
Abgänge	97	606	195	10	908
Stand: 31.12.2016	7.339	74.257	2.152	1.708	85.456
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2016	4.206	49.358	1.569	922	56.055
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-216	43	3		-170
Abschreibungen des Berichtsjahres	479	5.719	176	14	6.388
Umbuchungen	42	-8	-16	-19	-1
Währungsanpassungen	-30	-472	-20	-3	-525
Abgänge	36	512	191	-1	738
Zuschreibungen	6	2			8
Stand: 31.12.2016	4.439	54.126	1.521	915	61.001
Buchwerte					
Stand: 31.12.2016	2.900	20.131	631	793	24.455
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2015	7.047	66.760	1.960	7.211	82.978
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	20	412	160	-183	409
Zugänge	116	1.886	132	646	2.780
Umbuchungen	394	5.545	103	-6.054	-12
Währungsanpassungen	32	395	15	121	563
Abgänge	120	1.031	124	31	1.306
Stand: 31.12.2015	7.489	73.967	2.246	1.710	85.412
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2015	3.732	44.286	1.484	2.417	51.919
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-8	-114	5		-117
Abschreibungen des Berichtsjahres	307	3.952	153	634	5.046
Umbuchungen	206	1.890	32	-2.129	-1
Währungsanpassungen	10	150	12		172
Abgänge	27	806	117		950
Zuschreibungen	14				14
Stand: 31.12.2015	4.206	49.358	1.569	922	56.055
Buchwerte					
Stand: 31.12.2015	3.283	24.609	677	788	29.357

In den Abgängen durch Änderungen des Konsolidierungskreises waren im Vorjahr technische Anlagen und Maschinen mit einem Buchwert von 10 Mio. € enthalten, die als „zur Veräußerung bestimmt“ klassifiziert wurden.

Zum 1. Januar 2016 wurde die Nutzungsdauer für den Tagebauaufschluss im Zuge der jährlichen Überprüfung an die aktuellen wirtschaftlichen Gegebenheiten angepasst. Dies führte im Geschäftsjahr 2016 zu einem Rückgang der planmäßigen Abschreibungen um

54 Mio. €. Sachanlagen in Höhe von 87 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte, Sicherungsübereignungen und sonstigen Beschränkungen. Vom Gesamtbuchwert der Sachanlagen entfielen 250 Mio. € (Vorjahr: 282 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Hierbei handelte es sich im Wesentlichen um technische Anlagen und Maschinen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

(12) Investment Property

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2016	218
Zugänge	
Umbuchungen	2
Abgänge	15
Stand: 31.12.2016	205
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2016	146
Abschreibungen des Berichtsjahres	5
Umbuchungen	1
Abgänge	9
Zuschreibungen	1
Stand: 31.12.2016	142
Buchwerte	
Stand: 31.12.2016	63

Zum 31. Dezember 2016 betrug der beizulegende Zeitwert des Investment Property 127 Mio. € (Vorjahr: 150 Mio. €), davon sind 23 Mio. € der Stufe 2 (Vorjahr: 27 Mio. €) und 104 Mio. € der Stufe 3 (Vorjahr: 123 Mio. €) der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen. Vom beizulegenden Zeitwert beruhen 48 Mio. € (Vorjahr: 57 Mio. €) auf einer Bewertung durch konzernexterne, unabhängige Gutachter.

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2015	264
Zugänge	1
Umbuchungen	2
Abgänge	49
Stand: 31.12.2015	218
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2015	181
Abschreibungen des Berichtsjahres	5
Umbuchungen	1
Abgänge	41
Zuschreibungen	
Stand: 31.12.2015	146
Buchwerte	
Stand: 31.12.2015	72

Vom Buchwert des Investment Property entfielen 4 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Im Berichtszeitraum wurden Mieterträge in Höhe von 12 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €) erzielt. Die direkten betrieblichen Aufwendungen betragen 8 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €).

(13) At-Equity-bilanzierte Beteiligungen

Die folgenden Übersichten enthalten Angaben zu wesentlichen und nicht wesentlichen at-Equity-bilanzierten Beteiligungen an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen:

Wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	Amprion GmbH, Dortmund		KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG/ Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), Klagenfurt/Österreich		RheinEnergie AG, Köln	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
in Mio. €						
Bilanz¹						
Langfristige Vermögenswerte	3.062	2.642	1.607	1.595	1.589	1.557
Kurzfristige Vermögenswerte	2.092	2.289	318	261	732	944
Langfristige Schulden	648	674	837	809	751	813
Kurzfristige Schulden	2.627	2.429	261	262	573	696
Proportionaler Anteil am Eigenkapital ²	472	459	341	339	203	183
Konsolidierungsmaßnahmen			198	198		
Buchwert	472	459	540	537	203	183
Gesamtergebnisrechnung¹						
Umsatzerlöse	12.210	11.449	1.383	1.441	2.281	2.291
Ergebnis	142	111	90	83	147	103
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-8	15	-6	-18	-35	-51
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	134	126	84	66	111	53
Dividende	21	24	30	15	28	25
RWE-Anteilsquote	25%	25%	49%	49%	20%	20%

1 Zahlen basieren auf einem Anteilsbesitz von 100% an der KEH

2 Zahlen basieren auf dem proportionalen Eigenkapitalanteil an KEH und KELAG

Die **Amprion GmbH**, mit Sitz in Dortmund, ist ein Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für den Strombereich. Haupteigentümer der Amprion ist ein Konsortium von Finanzinvestoren unter Führung von Commerz Real, einer Tochter der Commerzbank.

Die **KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG**, mit Sitz in Klagenfurt, Österreich, ist ein führendes österreichisches Energieversorgungsunternehmen in den Geschäftsfeldern Strom, Fernwärme und Erdgas.

RWE hält über die innogy SE einen Anteil von 49% an der Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), die der größte Anteilseigner der KELAG ist. Die dargestellten Konsolidierungsmaßnahmen sind im Wesentlichen auf den Goodwill bei Erwerb zurückzuführen.

Die **RheinEnergie AG**, mit Sitz in Köln, versorgt Privathaushalte und Unternehmen in Köln und der rheinischen Region mit Strom, Gas, Wasser und Wärme. RWE hält über die innogy SE einen Anteil von 20% an der RheinEnergie AG.

Nicht wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	31.12.2016	31.12.2015	31.12.2016	31.12.2015
in Mio. €				
Anteiliges Ergebnis	203	36	115	134
Anteilig direkt im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	10	-36	14	-24
Summe der anteilig erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	213		129	110
Buchwerte	1.403	1.520	494	435

Der RWE-Konzern hält Anteile mit einem Buchwert von 98 Mio. € (Vorjahr: 92 Mio. €) an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund von kreditvertraglichen

Bestimmungen zeitweiligen Beschränkungen bzw. Bedingungen bei der Bemessung ihrer Gewinnausschüttungen unterliegen.

(14) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	280	147
Übrige Beteiligungen	535	499
Langfristige Wertpapiere	240	239
	1.055	885

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Titel und börsennotierte Aktien. Zur Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG (Altersteilzeitgesetz) sowie aus der Führung von Langzeitarbeitskonten gemäß § 7e SGB (Sozialgesetzbuch) IV wurden für die

RWE AG und Tochtergesellschaften langfristige Wertpapiere in Höhe von 102 Mio. € bzw. 15 Mio. € (Vorjahr: 116 Mio. € bzw. 15 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zugunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(15) Finanzforderungen

Finanzforderungen in Mio. €	31.12.2016		31.12.2015	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	249	5	233	5
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		719		568
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		86		111
Übrige sonstige Finanzforderungen	154	661	268	390
	403	1.471	501	1.074

Gesellschaften des RWE-Konzerns erbrachten bei börslichen und außerbörslichen Handelsgeschäften die oben ausgewiesenen Sicherheitsleistungen. Diese sollen garantieren, dass die Verpflichtungen aus den Handelsgeschäften auch bei einem für RWE ungünstigen Kursverlauf erfüllt werden. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab denen die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

Für die übrigen sonstigen Finanzforderungen besteht in Höhe von 87 Mio. € eine eingeschränkte Verfügungsmacht im Zusammenhang mit der Finanzierung von Pensionszusagen von zwei RWE-Konzernunternehmen.

(16) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte in Mio. €	31.12.2016		31.12.2015	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	1.080	5.414	1.726	6.881
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	29		15	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		305		59
CO ₂ -Emissionsrechte		208		323
Übrige sonstige Vermögenswerte	66	1.491	69	1.825
	1.175	7.418	1.810	9.088
Davon: finanzielle Vermögenswerte	1.120	5.699	1.756	7.402
Davon: nicht finanzielle Vermögenswerte	55	1.719	54	1.686

Die unter den übrigen sonstigen Vermögenswerten ausgewiesenen Finanzinstrumente sind mit ihren fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Die derivativen Finanzinstrumente werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert erfasst. Die Bilanzwerte börsengehandelter Derivate mit Aufrechnungsvereinbarung sind miteinander verrechnet.

(17) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern ergeben sich überwiegend dadurch, dass sich Wertansätze im IFRS-Abschluss von denen in der Steuerbilanz unterscheiden. Zum 31. Dezember 2016 wurden auf den Unterschiedsbetrag zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften bzw. assoziierten Unternehmen (sogenannte „Outside Basis Differences“) in Höhe von 463 Mio. € (Vorjahr: 245 Mio. €) keine passiven latenten Steuern gebildet, da in absehbarer Zeit wahrscheinlich keine Ausschüttungen

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um 3 Mio. €.

erfolgen bzw. sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht auflösen werden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 3.018 Mio. € bzw. 2.764 Mio. € (Vorjahr: 1.715 Mio. € bzw. 1.231 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

Latente Steuern in Mio. €	31.12.2016		31.12.2015	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	1.302	1.340	840	1.701
Kurzfristige Vermögenswerte	1.262	2.075	204	1.137
Steuerliche Sonderposten	1	874	10	254
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	1.786	161	341	32
Sonstige langfristige Rückstellungen	1.030	183	1.274	462
Kurzfristige Schulden	1.756	689	1.511	94
	7.137	5.322	4.180	3.680
Verlustvorräte				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	334		480	
Gewerbesteuer	12		253	
Bruttobetrag	7.483	5.322	4.913	3.680
Saldierung	-4.599	-4.599	-2.447	-2.447
Nettobetrag	2.884	723	2.466	1.233

Zum 31. Dezember 2016 hat RWE für Gesellschaften, die einen Verlust in der laufenden Periode oder in der Vorperiode erlitten haben, latente Steuerforderungen ausgewiesen, die die latenten Steuerverbindlichkeiten um 370 Mio. € übersteigen (Vorjahr: 1.325 Mio. €). Grundlage für die Bildung aktiver 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 und abzugsfähige temporäre Differenzen verrechnet werden können.

Die aktivierten Steuererminderungsansprüche aus Verlustvorräten ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorräte in Folgejahren.

Es besteht hinreichende Sicherheit, dass die Verlustvorräte realisiert werden. Die körperschaftsteuerlichen und die gewerbesteuerlichen Verlustvorräte, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, betragen zum Ende des Berichtsjahres 7.935 Mio. € bzw. 3.139 Mio. € (Vorjahr: 2.975 Mio. € bzw. 423 Mio. €). Davon werden körperschaftsteuerliche Verlustvorräte in Höhe von 4.016 Mio. € innerhalb der folgenden neun Jahre entfallen. Die übrigen Verlustvorräte können im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt genutzt werden.

Zum 31. Dezember 2016 betragen die temporären Differenzen, für die keine aktiven latenten Steuern angesetzt wurden, 9.748 Mio. € (Vorjahr: 9.836 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden latente Steueraufwendungen aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von -38 Mio. € (Vorjahr: -1 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(18) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	1.144	1.342
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	196	222
Fertige Erzeugnisse und Waren	627	393
Geleistete Anzahlungen	1	2
	1.968	1.959

Im Vorjahr wurden Vorräte in Höhe von 143 Mio. € an ein nicht konsolidiertes strukturiertes Unternehmen zu marktüblichen Konditionen verkauft. Dabei wurden Umsatzerlöse von 154 Mio. € erzielt.

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 69 Mio. € (Vorjahr: 37 Mio. €). Davon entfielen auf Gasvorräte 45 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €), auf Kohlevorräte 18 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) und auf Biomassevorräte 6 Mio. € (Vorjahr: 26 Mio. €).

Der beizulegende Zeitwert der Gas- und Kohlevorräte wird monatlich auf Basis aktueller Preiskurven der relevanten Indizes für Gas (z. B. NCG) und Kohle (z. B. API#2) ermittelt. Die Biomassevorräte werden

ebenfalls am Monatsende mit den entsprechenden Indexpreisen in Abhängigkeit vom jeweiligen Lagerort (z. B. ARA-Häfen) bewertet. Der Bewertung liegen unmittelbar oder mittelbar zu beobachtende Marktpreise zugrunde (Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie). Unterschiede zwischen dem beizulegenden Zeitwert und dem Buchwert der zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte zum Monatsende werden erfolgswirksam erfasst.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die Vorräte um 3 Mio. €.

(19) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um 25 Mio. €.

(20) Wertpapiere

Von den kurzfristigen Wertpapieren entfielen 9.171 Mio. € (Vorjahr: 5.630 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 654 Mio. € (Vorjahr: 1.807 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert. Wertpapiere in Höhe

von 185 Mio. € (Vorjahr: 708 Mio. €) wurden als Sicherheitsleistung bei Clearingbanken hinterlegt. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab denen die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

(21) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Kasse und Bankguthaben	4.535	2.521
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	41	1
	4.576	2.522

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Hierzu zählen ihr Rating durch eine der drei renommierten Ratingagenturen Moody's, Standard & Poor's und Fitch, ihr Eigenkapital sowie Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2016 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(22) Eigenkapital

Die Aufgliederung des voll eingezahlten Eigenkapitals ist auf Seite 96 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2016		31.12.2015		31.12.2016	31.12.2015
	Stückzahl		Stückzahl		Buchwert	Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stammaktien	575.745	93,7	575.745	93,7	1.474	1.474
Vorzugsaktien	39.000	6,3	39.000	6,3	100	100
	614.745	100,0	614.745	100,0	1.574	1.574

Bei den Stamm- und Vorzugsaktien handelt es sich um nennbetragslose Inhaber-Stückaktien. Vorzugsaktien gewähren grundsätzlich kein Stimmrecht. Den Vorzugsaktionären steht unter bestimmten Voraussetzungen bei der Verteilung des Bilanzgewinns ein Vorzugsgewinnanteil von 0,13 € je Aktie zu.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde der Vorstand ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 15. April 2019 mit Zustimmung des Aufsichtsrats um bis zu 314.749.693,44 € durch Ausgabe von bis zu 122.949.099 auf den Inhaber lautenden Stammaktien gegen Bar- und/oder Sacheinlage zu erhöhen (genehmigtes Kapital). Das Bezugsrecht der Aktionäre kann in bestimmten Fällen mit Zustimmung des Aufsichtsrats ausgeschlossen werden.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 16. April 2014 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 15. April 2019 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10% des Grundkapitals im Zeitpunkt des Wirksamwerdens dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – im Zeitpunkt der Ausübung dieser Ermächtigung zu erwerben. Der Vorstand der Gesellschaft ist aufgrund des Beschlusses ferner ermächtigt, eigene Aktien ohne weiteren Beschluss der Hauptversammlung einzuziehen. Darüber hinaus ist der Vorstand ermächtigt, eigene Aktien – unter bestimmten Bedingungen und unter Ausschluss des Bezugsrechts der Aktionäre – an Dritte zu übertragen bzw. zu veräußern. Außerdem dürfen eigene Aktien an die Inhaber von Options- oder Wandelschuldverschreibungen ausgegeben werden. Der Vorstand ist ferner ermächtigt, eigene Aktien zur Erfüllung von Verpflichtungen der Gesellschaft aus zukünftigen Belegschaftsaktienprogrammen zu verwenden; hierbei ist das Bezugsrecht der Aktionäre ausgeschlossen.

Am 31. Dezember 2016 befanden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2016 wurden von der RWE AG bzw. der in ihrem mittelbaren Mehrheitsbesitz stehenden Tochtergesellschaft innogy SE insgesamt 10.880 RWE-Stammaktien zu einem Anschaffungspreis von 149.339,26 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 27.852,80 € (0,00177% des gezeichneten Kapitals). Diese Stammaktien wurden

an Mitarbeiter der Tochterunternehmen anlässlich von Dienstjubiläen weitergereicht. Hieraus resultierte ein Gesamterlös von 149.339,26 €, der den Anschaffungskosten entspricht.

Nach IAS 32 ist die folgende durch Konzerngesellschaften begebene Hybridanleihe als Eigenkapital zu klassifizieren:

Hybridanleihe Emittent	Nominal- volumen	Erster Kündi- gungstermin	Kupon in % p. a. ¹
RWE AG	750 Mio. £	2019	7,0

¹ Bis zum ersten Kündigungstermin

Das aufgenommene Kapital wurde vermindert um Kapitalbeschaffungskosten und unter Berücksichtigung von Steuern in das Eigenkapital eingestellt. Die Zinszahlungen an die Anleiheinhaber werden, vermindert um Ertragsteuern, direkt gegen das Eigenkapital gebucht. Sie können von der Gesellschaft ausgesetzt werden; sie sind aber unter bestimmten Voraussetzungen nachzuholen, etwa wenn Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung vorschlagen, eine Dividende zu zahlen.

Am 7. Oktober 2016 ging die innogy SE, eine Tochtergesellschaft der RWE AG, an die Börse. Insgesamt wurden 128.930.315 Aktien bei privaten und institutionellen Investoren zu einem Preis von 36 € je Aktie platziert. Davon stammen 55.555.000 Aktien aus einer Kapitalerhöhung der innogy und 73.375.315 Aktien aus Beständen der RWE AG. Durch die Kapitalerhöhung erhöhte sich das Eigenkapital um 2 Mrd. €. Davon entfallen 1,1 Mrd. € auf die Aktionäre der RWE AG. In Höhe von 25 Mio. € werden Transaktionskosten nach Steuern mit den Gewinnrücklagen verrechnet.

Die Differenz zwischen der erhaltenen Gegenleistung für die veräußerten Aktien der RWE AG in Höhe von 2,6 Mrd. € und dem auf die veräußerten Anteile entfallenden Buchwert in Höhe von 1,2 Mrd. € wurde nach Berücksichtigung von Transaktionskosten und latenten Steuern in den Gewinnrücklagen erfasst. Die Transaktion bewirkt eine Erhöhung des auf die RWE-Aktionäre entfallenden Eigenkapitalanteils um 1,4 Mrd. €, so dass sich insgesamt eine Erhöhung des Eigenkapitalanteils der RWE-Aktionäre von 2,6 Mrd. € ergibt. In Höhe von 50 Mio. € wurden Transaktionskosten nach Steuern mit den Gewinnrücklagen verrechnet.

Durch Eigenkapitaltransaktionen mit Tochterunternehmen, die nicht zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, veränderten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um insgesamt 1.425 Mio. € (Vorjahr: 98 Mio. €) und die Anteile anderer Gesellschafter um insgesamt 1.162 Mio. € (Vorjahr: 71 Mio. €).

Im **Accumulated Other Comprehensive Income** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Zum 31. Dezember 2016 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income 26 Mio. € (Vorjahr: 43 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 1 Mio. €, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Ertrag realisiert (Vorjahr: 33 Mio. € Aufwand). Bislang erfolgsneutral berücksichtigte anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 2 Mio. € als Aufwand realisiert (Vorjahr: 0 Mio. €).

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2016 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 0,13 € je dividendenberechtigte Vorzugsaktie. Für Stammaktien wird keine Dividende ausgeschüttet.

Dividende	5.070.000,00 €
Gewinnvortrag	24.771,07 €
Bilanzgewinn	5.094.771,07 €

Die für das Geschäftsjahr 2015 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 20. April 2016 auf 0,13 € je dividendenberechtigte Vorzugsaktie. Die Ausschüttung für die Inhaber von Stammaktien wurde ausgesetzt. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 5 Mio. €.

Von den direkt im Eigenkapital erfassten Erträgen und Aufwendungen (Other Comprehensive Income – OCI) entfallen die folgenden Anteile auf andere Gesellschafter:

Anteile anderer Gesellschafter am OCI in Mio. €	2016	2015
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	182	-59
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-29	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	153	-59
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-219	43
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	18	-35
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	2	
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	6	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-193	8
	-40	-51

Wesentliche Anteile anderer Gesellschafter entfallen auf die innogy-Gruppe:

Tochterunternehmen mit wesentlichen Anteilen anderer Gesellschafter in Mio. €	innogy-Gruppe	
	31.12.2016	31.12.2015
Bilanz		
Langfristige Vermögenswerte	36.239	38.235
Kurzfristige Vermögenswerte	10.651	19.737
Langfristige Schulden	24.442	23.700
Kurzfristige Schulden	11.781	15.812
Gesamtergebnisrechnung		
Umsatzerlöse	41.549	43.456
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-457	285
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	1.329	2.223
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	2.674	2.755
Anteile anderer Gesellschafter	3.997	1.811
Dividenden an andere Gesellschafter	231	227
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	219	320
Anteilsquote anderer Gesellschafter an der innogy SE	23,2%	

Darüber hinaus bestehen auch Anteile anderer Gesellschafter an Tochterunternehmen der innogy SE.

(23) Aktienkursbasierte Vergütungen

Für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen gibt es ein konzernweites aktienkursbasiertes Vergü-

tungssystem mit der Bezeichnung „Beat 2010“. Die Aufwendungen daraus werden von den Konzerngesellschaften getragen, bei denen die Bezugsberechtigten beschäftigt sind.

	Beat 2010			
	Tranche 2012 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2013 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2014 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2015 Wartezeit: 4 Jahre
Zusagezeitpunkt	01.01.2012	01.01.2013	01.01.2014	01.01.2015
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	6.942.033	5.355.398	2.787.806	3.643.361
Laufzeit	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre	5 Jahre
Auszahlungsbedingungen	Möglichkeit der Auszahlung an drei Ausübungszeitpunkten (Bewertungsstichtage: 31.12. des vierten Jahres, 30.06. und 31.12. des fünften Jahres), sofern zum Bewertungsstichtag eine Outperformance gegenüber mindestens 25% der Vergleichsunternehmen des STOXX-Europe-600-Utilities-Index erreicht wurde, gemessen an deren Indexgewicht zum Zeitpunkt der Auflegung der Tranche. Die Outperformance wird anhand des Total Shareholder Return gemessen, der die Entwicklung des Aktienkurses zuzüglich reinvestierter Dividenden berücksichtigt. Zum dritten Bewertungsstichtag erfolgt eine automatische Auszahlung, zum ersten und zweiten Bewertungsstichtag kann die Anzahl der auszahlbaren Performance Shares frei gewählt werden.			
Ermittlung der Auszahlung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ermittlung des Indexgewichts der Vergleichsunternehmen, die zum Bewertungsstichtag einen geringeren Total Shareholder Return als RWE aufweisen. 2. Die Anzahl der werthaltigen (auszahlbaren) Performance Shares ergibt sich auf Basis einer linearen Auszahlungskurve. Ab einem übertroffenen Indexgewicht von 25% werden 7,5% der bedingt zugeteilten Performance Shares werthaltig. Danach werden für jeden über das Indexgewicht von 25% hinausgehenden Prozentpunkt weitere 1,5% der zugeteilten Performance Shares werthaltig. 3. Die Auszahlung entspricht der Anzahl werthaltiger Performance Shares, bewertet mit dem durchschnittlichen RWE-Aktienkurs der letzten 60 Börsenhandelstage vor dem Bewertungsstichtag. Die Auszahlung pro Performance Share ist auf den zweifachen Zuteilungswert pro Performance Share begrenzt. 			
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kommt es während der Wartezeit zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, wird eine Entschädigungszahlung gewährt. Sie berechnet sich durch Multiplikation des im Zuge der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preises mit der endgültigen noch nicht ausgeübten Anzahl der Performance Shares. Letztere wird den Planbedingungen entsprechend bezogen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt. ▪ Fusioniert die RWE AG mit einer anderen Gesellschaft, so verfallen die Performance Shares und es wird eine Entschädigungszahlung vorgenommen. Hierzu wird zunächst der Fair Value der Performance Shares zum Zeitpunkt der Fusion berechnet. Dieser Fair Value wird dann mit der pro rata gekürzten Anzahl der gewährten Performance Shares multipliziert. Der Kürzungsfaktor berechnet sich aus dem Verhältnis der Zeit von Laufzeitbeginn bis zur Fusion zur gesamten Laufzeit des Plans multipliziert mit dem Verhältnis der zum Zeitpunkt der Fusion noch nicht ausgeübten Performance Shares zu den zu Beginn der Laufzeit insgesamt gewährten Performance Shares. 			
Eigeninvestment	Als Voraussetzung für die Teilnahme müssen die Planteilnehmer nachweislich ein Sechstel des Bruttozuteilungswertes der Performance Shares vor Steuern in RWE-Stammaktien investieren und bis zum Ablauf der Wartezeit der jeweiligen Tranche halten.			
Form des Ausgleichs	Barausgleich			

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Beat bedingt zugeteilten Performance Shares umfasste zum Zeitpunkt der Zuteilung die nachfolgend aufgeführten Beträge:

Performance Shares aus Beat 2010 in €	Tranche 2012	Tranche 2013	Tranche 2014	Tranche 2015
Beizulegender Zeitwert pro Stück	6,66	8,09	7,44	5,05

Die beizulegenden Zeitwerte wurden von einer externen Berechnungsstelle mithilfe eines stochastischen, multivariaten Black-Scholes-Standardmodells per Monte-Carlo-Simulation auf Basis von jeweils einer Million Szenarien ermittelt. Bei ihrer Ermittlung wurden die in den Programmbedingungen festgelegte maximale Auszahlung je bedingt zugeteilter Performance Share, die restlaufzeitbezogenen

Diskontierungszinssätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG und ihrer Vergleichsunternehmen berücksichtigt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr zeigte sich folgende Entwicklung der Performance Shares:

Performance Shares aus Beat 2010	Tranche 2012	Tranche 2013	Tranche 2014	Tranche 2015
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	6.065.468	4.478.884	2.297.914	3.135.131
Zugesagt				
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	120.801	123.037	67.460	86.574
Ausgezahlt				
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	5.944.667	4.355.847	2.230.454	3.048.557
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres				

Die Restlaufzeit beträgt drei Jahre für die Tranche 2015, zwei Jahre für die Tranche 2014 und ein Jahr für die Tranche 2013. Die Vertragslaufzeit für die Tranche 2012 endete mit Ablauf des Berichtsjahres. Da die Auszahlungsbedingungen nicht erfüllt waren, findet eine Auszahlung nicht statt. Eine neue Tranche wurde 2016 nicht begeben.

Stattdessen gibt es sowohl bei der RWE AG als auch bei innogy SE einen neuen Long-term Incentive Plan (LTIP) für Führungskräfte mit der Bezeichnung „Strategy Performance Plan“ (SPP). Der neue LTIP

verwendet ein aus der Mittelfristplanung abgeleitetes, internes Erfolgsziel (bereinigtes Nettoergebnis) und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses der RWE AG bzw. der innogy SE. Die Führungskräfte erhalten eine Anzahl virtueller Aktien. Die finale Anzahl der virtuellen Aktien einer Tranche wird nach einem Jahr anhand der Zielerreichung des bereinigten Nettoergebnisses ermittelt. Es folgt eine dreijährige Haltefrist, bevor es zu einer möglichen Auszahlung kommt.

SPP RWE AG	
	Tranche 2016
Laufzeitbeginn	01.01.2016
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	486.436
Laufzeit	4 Jahre
Erfolgsziel	bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %
Ermittlung der Auszahlung	<p>Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus</p> <p>a) dem arithmetischen Mittel der Schlusskurse (mit allen verfügbaren Nachkommastellen) der RWE Stammaktie (ISIN DE 000703129) im Xetra-Handel der Deutsche Börse AG (oder an Stelle des Xetra-Systems tretenden Nachfolgesystems) über die letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende des Erdienungszeitraums (vesting period), kaufmännisch gerundet auf zwei Dezimalstellen, und</p> <p>b) den in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Ende des Erdienungszeitraums pro Aktie ausgezahlten Dividenden; Dividenden werden nicht verzinst oder reinvestiert. Fällt eine Dividendenzahlung in den 30-tägigen Zeitraum zur Kursermittlung gemäß lit. a), dann werden die Kurse der Handelstage vor der Zahlung („Cum-Kurse“) um die Dividende bereinigt, da die Dividende ansonsten anteilig doppelt berücksichtigt würde.</p> <p>Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) × (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden)</p> <p>Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist dabei betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.</p>
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<p>Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle („Kontrollwechsel“) liegt vor, wenn entweder</p> <p>a) ein Aktionär durch das Halten von mindestens 30 % der Stimmrechte – einschließlich der ihm nach § 30 des Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz (WpÜG) zuzurechnenden Stimmrechte Dritter – die Kontrolle i.S.v. § 29 WpÜG erworben hat, oder</p> <p>b) mit der RWE AG als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen worden ist, oder</p> <p>c) die RWE AG gemäß § 2 Umwandlungsgesetz mit einem anderen konzernfremden Rechtsträger verschmolzen wurde, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50 % des Werts der RWE AG. In diesem Fall ist lit. a) nicht anwendbar.</p> <p>Kommt es zu einem Kontrollwechsel, werden alle Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag wird in entsprechender Anwendung der Ausübungsbedingungen ermittelt, wobei abweichend hiervon auf die letzten 30 Börsenhandelstage vor der Verlautbarung des Kontrollwechsels abzustellen ist, zuzüglich der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Zeitpunkt des Kontrollwechsels, bezogen auf die festgeschriebene Anzahl an Performance Shares, pro Aktie ausgezahlten Dividenden. Der so berechnete Auszahlungsbetrag wird mit der nächstmöglichen Gehaltsabrechnung an den Planteilnehmer ausbezahlt.</p> <p>Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.</p>
Form des Ausgleichs	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020

SPP innogy SE	
Tranche 2016	
Laufzeitbeginn	01.01.2016
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	352.834
Laufzeit	4 Jahre
Erfolgsziel	bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %
Ermittlung der Auszahlung	<p>Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus</p> <p>a) dem arithmetischen Mittel der Schlusskurse (mit allen verfügbaren Nachkommastellen) der innogy SE (ISIN DE 000A2AADD2) im Xetra-Handel der Deutsche Börse AG (oder an Stelle des Xetra Systems tretenden Nachfolgesystems) über die letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende des Erdienungszeitraums, kaufmännisch gerundet auf zwei Dezimalstellen, und</p> <p>b) der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Ende des Erdienungszeitraums pro Aktie ausgezahlten Dividenden; Dividenden werden nicht verzinst oder reinvestiert. Fällt eine Dividendenzahlung in den 30-tägigen Zeitraum zur Kursermittlung gemäß lit. a), dann werden die Kurse der Handelstage vor der Zahlung („Cum-Kurse“) um die Dividende bereinigt, da die Dividende ansonsten anteilig doppelt berücksichtigt würde.</p> <p>Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) × (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden)</p> <p>Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist dabei betragsmäßig auf 200% des Zuteilungsbetrags begrenzt.</p>
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<p>Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle („Kontrollwechsel“) liegt vor, wenn entweder</p> <p>a) ein Aktionär durch das Halten von mindestens 30% der Stimmrechte – einschließlich der ihm nach § 30 des Wertpapiererwerbs- und Übernahmegesetz (WpÜG) zuzurechnenden Stimmrechte Dritter – die Kontrolle i.S.v. § 29 WpÜG erworben hat, wobei die RWE AG oder ein RWE-Konzernunternehmen zu diesem Zeitpunkt keine Kontrolle i.S.d. § 29 WpÜG (30% der Stimmrechte) mehr besitzen darf, oder</p> <p>b) von einer Gesellschaft, die nicht dem RWE-Konzern angehört, mit der innogy SE als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen worden ist, oder</p> <p>c) die innogy SE gemäß § 2 Umwandlungsgesetz mit einem anderen konzernfremden Rechtsträger verschmolzen wurde, es sei denn, der Wert des anderen Rechtsträgers beträgt ausweislich des vereinbarten Umtauschverhältnisses weniger als 50% des Werts der innogy SE. In diesem Fall ist lit. a) nicht anwendbar.</p> <p>Kommt es zu einem Kontrollwechsel, werden alle Performance Shares, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag wird in entsprechender Anwendung der Ausübungsbedingungen ermittelt, wobei abweichend hiervon auf die letzten 30 Börsenhandelstage vor der Verlautbarung des Kontrollwechsels abzustellen ist, zuzüglich der in den Geschäftsjahren zwischen der Festschreibung der Performance Shares und dem Zeitpunkt des Kontrollwechsels, bezogen auf die festgeschriebene Anzahl an Performance Shares, pro Aktie ausgezahlten Dividenden. Der so berechnete Auszahlungsbetrag wird mit der nächstmöglichen Gehaltsabrechnung an den Planteilnehmer ausbezahlt.</p> <p>Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.</p>
Form des Ausgleichs	Barausgleich
Auszahlungszeitpunkt	2020

Aus dem konzernweiten aktienkursbasierten Vergütungssystem entstanden im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 5 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €). Die Ansprüche wurden ausschließlich durch Barausgleich abgegolten. Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 6 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €).

(24) Rückstellungen

Rückstellungen in Mio. €	31.12.2016			31.12.2015		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt ¹	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.761		6.761	5.842		5.842
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	5.404	7.295	12.699	10.120	334	10.454
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.288	75	2.363	2.448	79	2.527
	14.453	7.370	21.823	18.410	413	18.823
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	430	633	1.063	510	727	1.237
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	914	220	1.134	1.287	241	1.528
Steuerrückstellungen	1.643	312	1.955	1.534	249	1.783
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.219	289	1.508	1.059	284	1.343
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	334		334	337		337
Sonstige Rückbauverpflichtungen	465	34	499	334	31	365
Umweltschutzverpflichtungen	123	19	142	134	21	155
Zinszahlungsverpflichtungen	391	41	432	386	34	420
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien		1.627	1.627		1.612	1.612
Übrige sonstige Rückstellungen	714	1.630	2.344	632	1.574	2.206
	6.233	4.805	11.038	6.213	4.773	10.986
	20.686	12.175	32.861	24.623	5.186	29.809

¹ Davon: Änderungen des Konsolidierungskreises –13 Mio. €

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen.

Die betriebliche Altersversorgung umfasst beitragsorientierte und leistungsorientierte Versorgungssysteme. Die leistungsorientierten Versorgungszusagen betreffen im Wesentlichen endgehaltsabhängige Versorgungszusagen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 44 Mio. € (Vorjahr: 48 Mio. €) eingezahlt worden. Mit erfasst sind Beiträge von RWE im Rahmen eines Versorgungsplans in den Niederlanden, der Zusagen verschiedener Arbeitgeber umfasst. Hier stellt der Versorgungsträger den teilnehmenden Unternehmen keine Informationen zur Verfügung, die die anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand erlauben. Im Konzernabschluss erfolgt daher die Berücksichtigung der Beiträge entsprechend einer beitragsorientierten Versorgungszusage, obwohl es sich um einen leistungsorientierten Pensionsplan handelt. Der Pensionsplan für Arbeitnehmer in den Niederlanden wird von der Stichting Pensioenfonds ABP (vgl. <http://www.abp.nl/>) verwaltet. Die Beiträge zum Pensionsplan bemessen sich als Prozentsatz des Gehalts und werden von Arbeitnehmern und Arbeitgebern getragen. Der Beitragssatz wird von ABP festgelegt. Mindestdotierungspflichten bestehen nicht. In den ABP-Pensionsfonds werden im Geschäftsjahr 2017 voraussichtlich ca. 16 Mio. € (Vorjahr: 22 Mio. €) Arbeitgeberbeiträge eingezahlt. Die Beiträge werden für die Gesamtheit der Begünstigten verwendet. Sofern die Mittel von ABP nicht aus-

reichen, kann ABP entweder die Pensionsleistungen und -anwartschaften kürzen oder die Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge erhöhen. Falls RWE den ABP-Pensionsplan kündigen sollte, wird ABP eine Austrittszahlung erheben. Diese ist u. a. abhängig von der Anzahl der Planteilnehmer, der Höhe des Gehalts und der Altersstruktur der Teilnehmer. Zum 31. Dezember 2016 betrug die Anzahl unserer aktiven Planteilnehmer rund 2.100 (Vorjahr: ca. 2.400).

RWE hat im Rahmen eines Contractual Trust Arrangement (CTA) Vermögenswerte auf den RWE Pensionstreuhand e.V. übertragen. Es besteht keine Verpflichtung zu weiteren Dotierungen. Aus dem Treuhandvermögen wurden Mittel auf die RWE Pensionsfonds AG übertragen, mit denen Pensionsverpflichtungen gegenüber dem wesentlichen Teil der Mitarbeiter gedeckt werden, die bereits in den Ruhestand getreten sind. Die RWE Pensionsfonds AG unterliegt dem Versicherungsaufsichtsgesetz und der Beaufsichtigung durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit im Pensionsfonds eine aufsichtsrechtliche Unterdeckung entsteht, ist eine Nachschussforderung an den Arbeitgeber zu stellen. Unabhängig von den genannten Regelungen bleibt die Haftung des Arbeitgebers erhalten. Die Organe des RWE Pensionstreuhand e.V. und der RWE Pensionsfonds AG haben für eine vertragskonforme Verwendung der verwalteten Mittel zu sorgen und damit die Voraussetzung für die Anerkennung als Planvermögen zu erfüllen.

Betriebliche, leistungsorientierte Versorgungspläne, die mit ausreichenden und angemessenen Vermögenswerten zur Deckung der Pensionsrückstellungen ausgestattet werden, sind in Großbritannien gesetzlich vorgeschrieben. Die betriebliche Altersvorsorge in Großbritannien erfolgt über den branchenweiten Electricity Supply Pension Scheme (ESPS), in dem RWE eine eigene zweckgebundene Sektion besitzt. Im Rahmen der Vorbereitung des am 7. Oktober 2016 erfolgten Börsengangs der innogy SE wurde die bisherige Sektion zum 31. Juli 2016 in zwei neue, voneinander unabhängige Sektionen aufgespalten. Die neuen Sektionen umfassen jeweils die zugehörigen Versorgungsverpflichtungen und das zugehörige Planvermögen für Tochterunternehmen der innogy-Gruppe und der RWE-Gruppe. Die Pensionsrückstellungen werden auf Basis konservativer Annahmen bewertet; dabei finden die demografischen Besonderheiten der Mitglieder des Planes ebenso Berücksichtigung wie Annahmen zu Markttrenditen des Planvermögens.

Die letzte Bewertung des ESPS wurde unter Berücksichtigung der Aufspaltung zum 31. März 2016 durchgeführt und ergab ein Defizit von in Summe 574,6 Mio. £. RWE, innogy und die Treuhänder haben daraufhin einen Plan über jährliche Einzahlungen aufgestellt, mit denen das Defizit ausgeglichen werden soll. Diese Einzahlungen

wurden für den Zeitraum von 2017 bis 2025 vorausberechnet. Für 2017 ist ein Betrag von 106 Mio. £, für 2018 bis 2021 von jeweils 76 Mio. £ und für 2022 bis 2025 von jeweils 39,6 Mio. £ festgelegt worden. Noch im Oktober 2016 wurde vorzeitig eine Zahlung von nominal 45,4 Mio. £ geleistet. Die nächste Bewertung muss bis zum 31. März 2019 erfolgen. Die Gesellschaft und die Treuhänder haben von diesem Zeitpunkt an 15 Monate Zeit, um der Bewertung zuzustimmen. Der ESPS wird von neun Treuhändern verwaltet. Diese sind für das Management des Planes verantwortlich. Hierzu zählen Investitionen, Rentenzahlungen und Finanzierungspläne.

Die Zahlungen für den Ausgleich des Defizits werden den teilnehmenden Gesellschaften basierend auf einer vertraglichen Vereinbarung in Rechnung gestellt. Darüber hinaus werden regelmäßig Einzahlungen für die Finanzierung der jährlich neu erdienten, die Pensionsansprüche erhöhenden Anwartschaften aktiver Mitarbeiter geleistet.

Die Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wird nach versicherungsmathematischen Methoden ermittelt. Dabei legen wir folgende Rechnungsannahmen zugrunde:

Rechnungsannahmen in %	31.12.2016		31.12.2015	
	Inland	Ausland ¹	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	1,80	2,50	2,40	3,60
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,30	2,35	2,10 bzw. 3,50
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,20 bzw. 3,10	1,00, 1,60 bzw. 1,75	1,90 bzw. 2,80

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte) in Mio. €	31.12.2016				31.12.2015			
	Inland ¹	Davon: aktiver Markt	Ausland ²	Davon: aktiver Markt	Inland ¹	Davon: aktiver Markt	Ausland ²	Davon: aktiver Markt
Aktien, börsengehandelte Fonds	3.225	3.145	761	761	3.256	3.237	877	877
Zinstragende Titel	6.603		4.653	2.458	5.888	124	4.597	2.544
Immobilien	50				64		8	
Mischfonds ³	1.427	800			1.367	721		
Alternative Investments	1.345	936	988		1.425	689	1.047	124
Sonstiges ⁴	381	100	169	7	463	89	-15	6
	13.031	4.981	6.571	3.227	12.463	4.860	6.514	3.551

1 Beim Planvermögen im Inland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e. V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.

2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen zweier britischer Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.

3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.

4 Darin enthalten sind an den RWE Pensionstreuhand e. V. übertragene Forderungen aus Körperschaftsteuerguthaben, Rückdeckungsansprüche gegenüber Versicherungen und sonstiges Kassenvermögen von Unterstützungskassen.

Grundlage der Kapitalanlagepolitik sind eine detaillierte Analyse des Planvermögens und der Pensionsverpflichtungen und deren Verhältnis zueinander, um die bestmögliche Anlagestrategie festzulegen (Asset-Liability-Management-Studie). Über einen Optimierungsprozess werden diejenigen Portfolios identifiziert, die für ein gegebenes Risiko den jeweils besten Zielwert erwirtschaften. Aus diesen effizienten Portfolios wird eins ausgewählt und die strategische Asset-Allokation bestimmt; außerdem werden die damit verbundenen Risiken detailliert analysiert.

Der Schwerpunkt der strategischen Kapitalanlage liegt auf in- und ausländischen Staatsanleihen. Zur Steigerung der Durchschnittsverzinsung werden auch höherverzinsliche Unternehmensanleihen in das Portfolio aufgenommen. Aktien haben im Portfolio ein niedrigeres Gewicht als Rentenpapiere. Die Anlage erfolgt in verschiedenen Regionen. Aus der Anlage in Aktien soll langfristig eine Risikoprämie

gegenüber Rentenanlagen erzielt werden. Um zusätzlich möglichst gleichmäßig hohe Erträge zu erreichen, wird auch in Produkte investiert, die im Zeitablauf relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen sollen. Darunter werden Produkte verstanden, die wie Rentenanlagen schwanken, jedoch mittelfristig einen Mehrertrag erzielen, sogenannte Absolute-Return-Produkte (u. a. auch Dach-Hedge-Fonds).

Als Teil der Investmentstrategie nutzt der britische ESPS das Asset Liability Management und investiert in „liability matching investments“, Zinsswaps und Inflationsswaps. Zum 30. September 2016 wurden das Zinsrisiko zu 64% (Vorjahr: 63%) und das Inflationsrisiko zu 65% (Vorjahr: 63%) abgesichert.

Die Pensionsrückstellungen für Versorgungsansprüche haben sich folgendermaßen verändert:

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungs- ansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
Stand: 01.01.2016	24.804	18.977	15	5.842
Laufender Dienstzeitaufwand	290			290
Zinsaufwand/Zinsertrag	632	498		134
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		1.409		-1.409
Gewinne/Verluste aus Veränderung von demografischen Annahmen	110			110
Gewinne/Verluste aus Veränderung von finanziellen Annahmen	3.031			3.031
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	-664			-664
Währungsanpassungen	-1.064	-970		-94
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	13	13		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		637		-637
Rentenzahlungen der Fonds ²	-1.037	-953		-84
Änderungen des Konsolidierungskreises/Umbuchungen	278			278
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	-59			-59
Allgemeine Verwaltungskosten		-9		9
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			14	14
Stand: 31.12.2016	26.334	19.602	29	6.761
Davon: Inland	19.266	13.031	29	6.264
Davon: Ausland	7.068	6.571		497

1 Davon: 382 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 255 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderung der Pensionsrückstellungen	Barwert der Versorgungsansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
in Mio. €				
Stand: 01.01.2015	25.500	17.629		7.871
Laufender Dienstzeitaufwand	358			358
Zinsaufwand/Zinsertrag	635	482		153
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		-187		187
Gewinne/Verluste aus Veränderung von finanziellen Annahmen	-972			-972
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	-130			-130
Währungsanpassungen	430	381		49
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	18	18		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		1.640		-1.640
Rentenzahlungen der Fonds ²	-1.070	-979		-91
Änderungen des Konsolidierungskreises	17			17
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	18			18
Allgemeine Verwaltungskosten		-7		7
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			15	15
Stand: 31.12.2015	24.804	18.977	15	5.842
Davon: Inland	17.610	12.463	15	5.162
Davon: Ausland	7.194	6.514		680

1 Davon: 1.305 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 335 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderungen der versicherungsmathematischen Annahmen würden zu folgenden Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen führen:

Sensitivitätsanalyse Pensionsrückstellungen	Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen				
	in Mio. €	31.12.2016		31.12.2015	
Veränderung des Rechnungszinses um +50/-50 Basispunkte					
- Inland		-1.418	1.602	-1.260	1.617
- Ausland		-522	596	-461	520
Veränderung des Gehaltstrends um -50/+50 Basispunkte					
- Inland		-151	159	-238	253
- Ausland		-65	76	-53	61
Veränderung des Rententrends um -50/+50 Basispunkte					
- Inland		-991	1.087	-900	1.007
- Ausland		-380	416	-327	365
Erhöhung der Lebenserwartung um 1 Jahr					
- Inland			779		708
- Ausland			260		226

Die Sensitivitätsanalysen basieren auf der Änderung jeweils einer Annahme, wobei alle anderen Annahmen konstant gehalten werden. Die Realität wird wahrscheinlich davon abweichen. Die Methoden zur Berechnung der zuvor genannten Sensitivitäten und zur Berechnung der Pensionsrückstellung stimmen überein. Die Abhängigkeit der Pensionsrückstellungen vom Marktzinsniveau wird durch einen

gegenläufigen Effekt begrenzt. Hintergrund ist, dass die Verpflichtungen aus betrieblichen Altersversorgungsplänen überwiegend fondsgedeckt sind und das Planvermögen zum großen Teil negativ mit den Markttrenditen festverzinslicher Wertpapiere korreliert. Deshalb schlagen sich rückläufige Marktzinsen typischerweise in einem Anstieg des Planvermögens nieder und umgekehrt.

Die bilanzierte Pensionsrückstellung für fondsfinanzierte und nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche beträgt 4.883 Mio. € (Vorjahr: 4.199 Mio. €) bzw. 1.878 Mio. € (Vorjahr: 1.643 Mio. €).

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2016 weitestgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen im Inland. Im Vorjahr beruhte der nachverrechnete Dienstzeitaufwand im Wesentlichen auf einer Erhöhung von Leistungszusagen in Großbritannien.

Der Barwert der Versorgungsverpflichtungen abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die Nettosition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsverpflichtungen.

Inländische Betriebsrenten unterliegen einer im Dreijahresrhythmus stattfindenden Anpassungsprüfungspflicht nach dem Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (§ 16 BetrAVG (Betriebsrentengesetz)). Einige Zusagen gewähren daneben jährliche Rentenanpassungen, die die gesetzliche Anpassungspflicht übersteigen können.

Einige Versorgungspläne im Inland garantieren ein bestimmtes Rentenniveau unter Einbeziehung der gesetzlichen Rente (Gesamtversorgungssysteme). Zukünftige Minderungen des gesetzlichen Rentenniveaus könnten damit zu höheren Rentenzahlungen durch RWE führen.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) beträgt im Inland 16 Jahre (Vorjahr: 17 Jahre) und im Ausland 16 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre). Die inländische Duration ist dabei wesentlich durch die Wirkungen der Restrukturierungsprogramme beeinflusst.

Im Geschäftsjahr 2017 werden für leistungsorientierte Pläne voraussichtliche Zahlungen in Höhe von 500 Mio. € (geplant Vorjahr: 615 Mio. €) als unmittelbare Rentenleistungen und Einzahlungen in das Planvermögen erfolgen.

Rückstellungen im Kernenergie- und Bergbaubereich	Stand: 01.01.2016	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2016
in Mio. €							
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.454	1.851	-460	1.303		-449	12.699
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.527	154	-203	99	-137	-77	2.363
	12.981	2.005	-663	1.402	-137	-526	15.062

Die **Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich** werden für die Kernkraftwerke Biblis A und B, Mülheim-Kärlich, Emsland und Lingen in voller Höhe angesetzt und für das Kernkraftwerk Gundremmingen A, B und C entsprechend dem RWE-Anteil an den Kernenergieverpflichtungen mit 75%. Entsorgungsrückstellungen für das niederländische Kernkraftwerk Borssele werden – ebenfalls gemäß dem RWE-Anteil – zu 30% einbezogen.

Bei der Bemessung der Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich wurde das am 15./16. Dezember 2016 vom deutschen Gesetzgeber verabschiedete EntsorgungsfondsGesetz (EntsorgFondsG) angewendet. Das EntsorgFondsG ist Teil des Artikelgesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung. Danach wird der Bund die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernehmen, während die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen verbleibt. Die auf den Bund übergegangenen Aufgaben werden aus einem Fonds finanziert, den die Kraftwerksbetreiber dotieren. Nach dem Gesetz müssen sie dafür einen sogee-

nannten Grundbetrag entrichten und können sich gegen Zahlung eines Aufschlags von 35,47% von Nachschusspflichten befreien lassen.

Gemäß EntsorgFondsG liegt der Grundbetrag für RWE bei 4,9 Mrd. € am 1. Januar 2017 und ist bis zur Einzahlung in den öffentlich-rechtlichen Fonds am 1. Juli 2017 mit 4,58% zu verzinsen. Damit erhöht sich der Grundbetrag um 0,1 Mrd. € auf 5,0 Mrd. €. Zwischenzeitlich geleistete Entsorgungsausgaben werden angerechnet. Der Risikozuschlag beläuft sich für RWE auf 1,8 Mrd. €. RWE hat beschlossen, den Fonds mit insgesamt 6,8 Mrd. € am 1. Juli 2017 zu dotieren. Der bilanziell ausgewiesene Verpflichtungsbetrag liegt mit 7,0 Mrd. € etwas über diesem Wert, denn er schließt Verpflichtungen ein, die sich aus dem Minderheitsanteil von E.ON am Kraftwerk Emsland ergeben und daher wirtschaftlich E.ON zuzurechnen sind. Die Höhe des Dotierungsbetrags steht unter dem Vorbehalt des Abgleichs der im Konzernabschluss 2014 für 2015 und 2016 geplanten mit den tatsächlichen Rückstellungsansprüchen in den beiden Jahren.

Die bei RWE verbleibenden Verpflichtungen für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die fachgerechte Verpackung der radioaktiven Abfälle werden nahezu ausschließlich als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bilanziert. Nach heutigem Stand der Planung werden wir die Rückstellungen größtenteils bis 2045 in Anspruch nehmen. Vor der Berücksichtigung des EntsorgungsfondsG waren wir noch von Restlaufzeiten bis Ende des Jahrhunderts ausgegangen. Da für einen solch langen Zeitraum keine Marktzinsen vorliegen, mussten wir bislang sowohl den Diskontierungszinssatz als auch die korrespondierende Preis- und Kostensteigerungsrate (Eskalationsrate) aus Vergangenheitsdaten abschätzen. Deshalb betrug der Diskontierungszinssatz bislang 4,5%, die Eskalationsrate 3,6%. Da die bei RWE verbleibenden Verpflichtungen nun deutlich geringere Restlaufzeiten haben und für diese Laufzeiten Marktzinsen vorliegen, wird für die Bewertung ein Diskontierungssatz in Höhe von 0,4% angewendet. Dabei orientieren wir uns am aktuellen Marktzinsniveau für risikolose Geldanlagen. Auch bei der Eskalationsrate wird mit 1,3% ein deutlich niedrigerer Wert angesetzt als im Vorjahr (3,6%). Zum einen sind die Inflationserwartungen aufgrund der im Vergleich zum Vorjahr kürzeren Restlaufzeiten niedriger; zum anderen ist die bei RWE verbleibende Verpflichtung zum Rückbau von Kernkraftwerken und Verpackung von radioaktiven Abfällen nicht mit Risiken behaftet, die mit der Zwischen- und Endlagerung von radioaktiven Abfällen verbunden sind. Basis für die Eskalationsrate sind Erwartungen zu den allgemeinen Lohn- und Preissteigerungen und dem Produktivitätsfortschritt, die sich ausschließlich auf die bei RWE verbleibenden Verpflichtungen beziehen. Der kernenergie-spezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, beträgt damit -0,9% (Vorjahr: 0,9%). Eine Erhöhung (Absenkung) dieses Satzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 50 Mio. € verringern (erhöhen). Die Zuführungen zu den Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich liegen – ohne den Zinsanteil – bei 1.851 Mio. € (Vorjahr: 62 Mio. €). Darin enthalten ist der Risikoaufschlag, den RWE bei der Dotierung des Kernenergiefonds zahlen wird. Hinzu kommen mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens, die mit ihrem Barwert berücksichtigt werden. Die Rückstellungsaufösungen in Höhe von 460 Mio. € (Vorjahr: 185 Mio. €) beruhen hauptsächlich darauf, dass aktuelle Schätzungen zu einer Absenkung der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Der Zinsanteil an der Zuführung zu den Rückstellungen beträgt 1.303 Mio. € (Vorjahr: 461 Mio. €). Berücksichtigt wird hier nicht nur die turnusgemäße Aufzinsung in Höhe von 446 Mio. €, sondern auch ein Einmaleffekt von 857 Mio. € aus der oben erläuterten Absenkung des Realabzinsungssatzes. Von den Rückstellungsveränderungen wurden 349 Mio. € (Vorjahr: 21 Mio. €) bei den korrespondierenden Anschaffungskosten der sich noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke und Brennelemente aktiviert. Abgesetzt von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen für Dienstleistungen in Höhe von 166 Mio. €; der Vorjahreswert hatte wegen hoher Anzahlungen an das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) bei 856 Mio. € gelegen. Im Berichtsjahr haben wir überdies Rückstellungen in Höhe von 135 Mio. € für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Anspruch genommen (Vorjahr: 130 Mio. €). Hierfür waren

ursprünglich Stilllegungs- und Rückbaukosten in entsprechender Höhe aktiviert worden, und zwar bei den Anschaffungskosten der betreffenden Kernkraftwerke.

Das Atomgesetz (AtG) verpflichtet RWE dazu, radioaktive Reststoffe sowie ausgebaute oder abgebaute radioaktive Anlagenteile schadlos zu verwerten oder als radioaktive Abfälle geordnet zu beseitigen (direkte Endlagerung). Danach gliedern sich die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich wie folgt:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Stilllegung von Kernkraftwerksanlagen	5.419	4.887
Entsorgung von Kernbrennelementen	6.259	4.588
Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle	1.021	979
	12.699	10.454

Im Auftrag des Kernkraftwerksbetreibers bewertet die international renommierte NIS Ingenieurgesellschaft mbH (NIS), Alzenau, jährlich die voraussichtlichen Stilllegungs- und Abbaukosten von Kernkraftwerken. Die Kosten werden anlagenspezifisch ermittelt und berücksichtigen den aktuellen Stand der Technik, die gegenwärtigen regulatorischen Vorgaben sowie die bisherigen praktischen Erfahrungen aus laufenden bzw. bereits abgeschlossenen Stilllegungsprojekten. Darüber hinaus fließen in die Kostenberechnungen aktuelle Entwicklungen ein. Die Stilllegung umfasst alle Tätigkeiten nach der endgültigen Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks bis zur Entlassung des Kraftwerksstandortes aus dem Regelungsbereich des Atomgesetzes. Der eigentliche Rückbau beginnt im Anschluss an eine mehrjährige Nachbetriebsphase, in der die Brennelemente, die Betriebsmedien und die radioaktiven Betriebsabfälle aus der Anlage entfernt und die Rückbauplanung und das Genehmigungsverfahren abgeschlossen werden. Die Rückbautätigkeiten umfassen im Wesentlichen den Abbau der Einrichtungen, das Entfernen der radioaktiven Kontamination aus den Gebäudestrukturen, den Strahlenschutz sowie die behördliche Begleitung der Abbaumaßnahmen und des Restbetriebs. Eingeschlossen sind die Kosten für die Konditionierung und Verpackung der beim Rückbau entstehenden radioaktiven Abfälle sowie deren Transport an einen vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragten Dritten. Berücksichtigt ist auch ein Anteil des Dotierungsbetrags für den Kernenergiefonds, der auf die Stilllegung der Kernkraftwerksanlagen entfällt.

Die Rückstellung für die Entsorgung von Kernbrennelementen deckt den entsprechenden Teil des Dotierungsbetrags und die bei RWE verbleibenden Entsorgungsschritte ab. Letztere umfassen im Wesentlichen die Rücknahme der aus der Wiederaufarbeitung entstandenen radioaktiven Abfälle und die fachgerechte Verpackung abgebrannter Brennelemente, also die Anschaffung und Beladung von Transport- und Zwischenlagerbehältern. Die Kostenschätzungen basieren auf Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und anderen Entsorgungsbetrieben. Außerdem liegen

ihnen Konzepte interner und externer Experten zugrunde, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH (GNS) mit Sitz in Essen.

In der Position Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle sind im Wesentlichen die Kosten für die Behandlung der radioaktiven Betriebsabfälle erfasst. Darin enthalten sind die verschiedenen Verfahren der Konditionierung, das Verpacken der schwach- und mittelradioaktiven Abfälle in geeignete Behälter sowie deren Transport an einen vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragten Dritten. In der Position sind außerdem die Teile des Fonds-Dotierungsbetrags berücksichtigt, die auf die Entsorgung der radioaktiven Betriebsabfälle entfallen.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich lassen sich nach ihrer vertraglichen Konkretisierung wie folgt aufgliedern:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	4.046	7.734
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	8.653	2.720
	12.699	10.454

Die Rückstellungen für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfassen die Kosten des Restbetriebs der laufenden Anlagen und des Rückbaus. Der Rückgang zum Vorjahr ist darauf zurückzuführen, dass die Teile des Fonds-Dotierungsbetrags nun unter der Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen ausgewiesen werden.

Die Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen enthält sämtliche Verpflichtungen, deren Bewertung durch zivilrechtliche Verträge konkretisiert ist und den Dotierungsbetrag für den Kernenergiefonds. In den Verpflichtungen enthalten sind u. a. die zu erwartenden restlichen Kosten der Wiederaufarbeitung und der Rücknahme der daraus resultierenden radioaktiven Abfälle sowie die Mehrkosten der Verwertung von Uran und Plutonium aus der Wiederaufarbeitung. Die Kosten ergeben sich aus bestehenden Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und

mit der GNS. Daneben sind die Kosten für die Anschaffung der Transport- und Zwischenlagerbehälter sowie deren Beladung mit abgebrannten Brennelementen im Rahmen der direkten Endlagerung berücksichtigt. Einbezogen werden auch die Beträge für die Konditionierung radioaktiver Betriebsabfälle sowie die Restbetriebskosten der endgültig außer Betrieb genommenen Anlagen.

Auch die **bergbaubedingten Rückstellungen** sind größtenteils langfristig. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Davon wird über die kontinuierliche Rekultivierung der Tagebauflächen bis 2045 hinaus ein Großteil der Inanspruchnahmen zur Wiedernutzbarmachung der Braunkohlentagebaue für den Zeitraum von 2030 bis 2100 erwartet.

Aufgrund der Langfristigkeit der Verpflichtung werden sowohl die Eskalationsrate als auch der Diskontierungszinssatz als Durchschnittswerte über einen langen Vergleichszeitraum in der Vergangenheit ermittelt. Da sich die Inflationsentwicklung sowohl auf die Erfüllungsbeträge als auch auf das Zinsniveau auswirkt, ergibt sich durch diese Vorgehensweise ein konsistenter rückstellungsspezifischer Realabzinsungssatz als Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate. Aufgrund der Entwicklung der langfristigen Kapitalmarktzinsen wurde der Diskontierungszinssatz 2016 von 4,5 auf 4,4% gesenkt. Die Eskalationsrate, in der sowohl künftig erwartete Preis- und Kostensteigerungen als auch ein Risikozuschlag berücksichtigt ist, verringerte sich in gleichem Maße von 3,2 auf 3,1%. Der bergbauspezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, blieb daher mit 1,3% unverändert. Eine Erhöhung (Absenkung) des Realabzinsungssatzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 60 Mio. € verringern (erhöhen).

Im Berichtsjahr wurden den bergbaubedingten Rückstellungen 154 Mio. € (Vorjahr: 116 Mio. €) zugeführt (ohne Zinsanteil). Grund dafür sind mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens, von denen 108 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €) unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert wurden. Die Rückstellungsaufösungen in Höhe von 203 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €) ergeben sich im Wesentlichen dadurch, dass aktuelle Schätzungen zu einer Absenkung der erwarteten Kosten der Wiedernutzbarmachung geführt haben. Der Zinsanteil erhöhte die bergbaubedingten Rückstellungen um 99 Mio. € (Vorjahr: 109 Mio. €).

Sonstige Rückstellungen	Stand: 01.01.2016	Zufüh- rungen	Auf- lösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassun- gen, Um- buchungen	Inan- spruch- nahmen	Stand: 31.12.2016
in Mio. €							
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.237	630	-57	23	-91	-679	1.063
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	1.528	258	-248	43	-260	-187	1.134
Steuerrückstellungen	1.783	406	-19		-2	-213	1.955
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.343	355	-80	63		-173	1.508
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	337	9	-5	26	-32	-1	334
Sonstige Rückbauverpflichtungen	365	10	-5	40	95	-6	499
Umweltschutzverpflichtungen	155	2	-6	1	-6	-4	142
Zinszahlungsverpflichtungen	420	17	-1	1		-5	432
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifi- kate alternativer Energien	1.612	1.838			-104	-1.719	1.627
Übrige sonstige Rückstellungen	2.206	1.016	-366	128	-29	-611	2.344
	10.986	4.541	-787	325	-429	-3.598	11.038

Die **Steuerrückstellungen** umfassen im Wesentlichen Ertragsteuern.

Die **Rückstellungen für Verpflichtungen aus dem Personalbereich** umfassen im Wesentlichen Rückstellungen für Altersteilzeitregelungen, ausstehenden Urlaub und Jubiläen sowie erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile. Auf Basis aktueller Erwartungen gehen wir für die Mehrheit von einer Inanspruchnahme in den Jahren 2017–2025 aus.

Die **Rückstellungen für Verpflichtungen aus Restrukturierungen** beziehen sich im Wesentlichen auf Maßnahmen für einen sozialverträglichen Personalabbau. Gegenwärtig gehen wir für die Mehrheit von einer Inanspruchnahme in den Jahren 2017–2025 aus.

Die **Rückstellungen für Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen** umfassen vor allem drohende Verluste aus schwebenden Geschäften.

Aus heutiger Sicht wird der Großteil der Inanspruchnahme der **Rückstellungen für den Rückbau von Windparks** in den Jahren 2020 bis 2037 und der **ungewissen Verpflichtungen aus sonstigen Rückbauverpflichtungen** in den Jahren 2017 bis 2060 erwartet.

(25) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten	31.12.2016		31.12.2015	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
in Mio. €				
Anleihen ¹	13.619	100	14.423	807
Commercial Paper		532		75
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.434	236	1.348	328
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		569		378
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	988	705	947	774
	16.041	2.142	16.718	2.362

¹ Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 14.859 Mio. € (Vorjahr: 15.346 Mio. €) verzinslich.

Im April 2016 wurde eine 15-jährige Anleihe mit einem Buchwert von 807 Mio. € und einem Kupon von 6,25% p. a. fällig.

Die ausstehenden Anleihen sind im Wesentlichen von der RWE AG, der innogy Finance B.V. oder der innogy Finance II B.V. begeben worden.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der wesentlichen Anleihen des RWE-Konzerns, wie sie sich zum 31. Dezember 2016 darstellen:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE AG	100 Mio. €	100	Variabel ¹	November 2017
innogy Finance B.V.	980 Mio. €	1.006	5,125	Juli 2018
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. €	997	6,625	Januar 2019
innogy Finance B.V.	750 Mio. €	747	1,875	Januar 2020
innogy Finance B.V.	570 Mio. £	667	6,5	April 2021
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. €	998	6,5	August 2021
innogy Finance B.V.	500 Mio. £	581	5,5	Juli 2022
innogy Finance B.V.	488 Mio. £	568	5,625	Dezember 2023
innogy Finance B.V.	800 Mio. €	800	3,0	Januar 2024
innogy Finance B.V.	760 Mio. £	889	6,25	Juni 2030
innogy Finance II B.V.	600 Mio. €	596	5,75	Februar 2033
RWE AG	50 Mio. US\$	47	3,8	April 2033
innogy Finance B.V.	600 Mio. £	697	4,75	Januar 2034
RWE AG/innogy SE	500 Mio. €	490 ²	3,5	Oktober 2037
innogy Finance B.V.	1.000 Mio. £	1.151	6,125	Juli 2039
innogy SE	20 Mrd. JPY	109	4,76 ³	Februar 2040
RWE AG	100 Mio. €	98	3,5	Dezember 2042
RWE AG	150 Mio. €	146	3,55	Februar 2043
RWE AG	250 Mio. CHF ⁴	233	5,25	April 2072
RWE AG	150 Mio. CHF ⁴	140	5,0	Juli 2072
RWE AG	1.000 Mio. US\$ ⁴	941	7,0	Oktober 2072
RWE AG	700 Mio. € ⁴	695	2,75	April 2075
RWE AG	550 Mio. € ⁴	548	3,5	April 2075
RWE AG	500 Mio. US\$ ⁴	475	6,625	Juli 2075
Übrige	Diverse		Diverse	Diverse
Anleihen⁵		13.719		

1 Zinstermine: 15.05. und 15.11.

2 Davon entfallen 32 Mio. € auf die RWE AG und 458 Mio. € auf die innogy SE.

3 Nach Swap in Euro

4 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

5 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing enthalten. Die Leasingverträge betreffen insbesondere Investitionsgüter im Stromgeschäft.

Die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen haben folgende Fälligkeiten:

Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen	Fälligkeiten der Mindestleasingzahlungen					
	31.12.2016			31.12.2015		
	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert
in Mio. €						
Fällig im Folgejahr	15		15	17		17
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	37	1	36	63	1	62
Fällig nach über 5 Jahren	201		201	206		206
	253	1	252	286	1	285

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 96 Mio. € (Vorjahr: 56 Mio. €) durch Grundpfandrechte und 0 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €) durch ähnliche Rechte gesichert.

(26) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um 1 Mio. €.

(27) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.2016		31.12.2015	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
in Mio. €				
Verbindlichkeiten aus Steuern		829		1.041
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	7	65	9	81
Verbindlichkeiten aus Restrukturierungen				3
Derivate	765	4.938	1.187	6.828
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse	1.187	159	1.198	169
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	237	2.896	347	3.264
	2.196	8.887	2.741	11.386
Davon: finanzielle Schulden	816	7.143	1.259	8.806
Davon: nicht finanzielle Schulden	1.380	1.744	1.482	2.580

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten die übrigen Verbindlichkeiten um 4 Mio. €. Von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten entfallen 1.488 Mio. € (Vorjahr: 1.395 Mio. €) auf finanzielle Schulden in Form kurzfristiger Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) nicht beherrschender Anteile.

Sonstige Angaben

(28) Ergebnis je Aktie

Das unverwässerte und das verwässerte Ergebnis je Aktie ergeben sich, indem der den RWE-Aktionären zustehende Teil des Nettoergebnisses durch die durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2016	2015
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-5.710	-170
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	-9,29	-0,28
Dividende je Stammaktie	€	-	-
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,13 ¹	0,13

1 Vorschlag für das Geschäftsjahr 2016

(29) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Finanzinstrumente lassen sich danach unterscheiden, ob sie originär oder derivativ sind. Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die übrigen Finanzanlagen, die Forderungen, die kurzfristigen Wertpapiere und die flüssigen Mittel. Die Finanzinstrumente der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ sind mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, die übrigen originären finanziellen Vermögenswerte mit den fortgeführten Anschaffungskosten. Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Der beizulegende Zeitwert von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten, die in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfasst sind, entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Schuld- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungs-

ströme unter Berücksichtigung makroökonomischer Entwicklungen und Unternehmensplandaten ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IAS 39 fallen – grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten am Bilanzstichtag bilanziert. Börsengehandelte Produkte werden mit den veröffentlichten Schlusskursen der jeweiligen Börsen bewertet. Nicht börsengehandelte Produkte werden anhand öffentlich zugänglicher Broker-Quotierungen bewertet oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Die Ermittlung energiewirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Annahmen erfolgt in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner in Übereinstimmung mit IFRS 13.48 vorgenommen.

Die folgende Übersicht stellt die Einordnung aller zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente in die durch IFRS 13 vorgegebene Fair-Value-Hierarchie dar. Die einzelnen Stufen der Fair-Value-Hierarchie sind gemäß IFRS 13 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen von identischen Finanzinstrumenten, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben
- Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um Preise der Stufe 1 handelt, die sich aber für das Finanzinstrument entweder direkt (d. h. als Preis) oder indirekt (d. h. in Ableitung von Preisen) beobachten lassen
- Stufe 3: Bewertung mithilfe von Faktoren, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
	2016				2015			
Übrige Finanzanlagen	1.055	64	202	789	885	69	208	608
Derivate (aktiv)	6.494	2	6.455	37	8.607	1	8.549	57
Davon: in Sicherheitsbeziehung	2.175		2.175		1.360		1.360	
Wertpapiere	9.825	6.776	3.049		7.437	6.290	1.147	
Derivate (passiv)	5.703	8	5.685	10	8.015		7.994	21
Davon: in Sicherheitsbeziehung	1.240		1.240		2.356		2.356	

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2016	Stand: 01.01.2016	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand: 31.12.2016
			Erfolgswirksam	Zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	608	74	7	100	789
Derivate (aktiv)	57		13	-33	37
Derivate (passiv)	21	2	28	-41	10

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2015	Stand: 01.01.2015	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand: 31.12.2015
			Erfolgswirksam	Zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	555	-47	7	93	608
Derivate (aktiv)	69		30	-42	57
Derivate (passiv)	4		21	-4	21

Die erfolgswirksam erfassten Gewinne und Verluste von Finanzinstrumenten der Stufe 3 entfallen auf folgende Posten der Gewinn- und Verlustrechnung:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt 2016	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2015	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	13	13	38	38
Materialaufwand	-28	-28	-29	-29
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	20	20	15	8
Beteiligungsergebnis	-13	-10	-1	-2
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten			-7	
	-8	-5	16	15

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugsverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Gaspreise abhängig. Bei steigenden Gaspreisen

erhöht sich bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert und umgekehrt. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 4 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 4 Mio. € führen.

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanzforderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2016	133	279	627	11	1.050
Zuführungen	32	7	99		138
Umbuchungen	-21	-36	-42		-99
Währungsanpassungen			-37		-37
Abgänge	17	17	178		212
Stand: 31.12.2016	127	233	469	11	840

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanzforderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2015	123	324	528	13	988
Zuführungen	13	16	101		130
Umbuchungen	9	-29	133	-1	112
Währungsanpassungen			14		14
Abgänge	12	32	149	1	194
Stand: 31.12.2015	133	279	627	11	1.050

Zum Abschlussstichtag lagen im Anwendungsbereich von IFRS 7 überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen	Bruttowert 31.12.2016	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
in Mio. €							
Finanzforderungen	2.108	14					28
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.467	638	283	51	29	27	125
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	6.801	8					2
	14.376	660	283	51	29	27	155

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen	Bruttowert 31.12.2015	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
in Mio. €							
Finanzforderungen	1.854	15					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	6.228	645	353	63	37	26	183
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	9.154	9					1
	17.236	669	353	63	37	26	184

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich in Bewertungskategorien mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2016	31.12.2015
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	4.319	7.247
Davon: zu Handelszwecken gehalten	4.319	7.247
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	10.880	8.322
Kredite und Forderungen	11.738	10.194
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	4.463	5.659
Davon: zu Handelszwecken gehalten	4.463	5.659
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	22.448	23.446

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei Anleihen, Commercial Paper, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstigen Finanzverbindlichkeiten. Ihr Buchwert beträgt 18.183 Mio. € (Vorjahr: 19.079 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 20.541 Mio. € (Vorjahr: 20.161 Mio. €). Hiervon entfallen 15.251 Mio. € (Vorjahr: 15.609 Mio. €) auf Stufe 1 und 5.290 Mio. € (Vorjahr: 4.552 Mio. €) auf Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung je nach Bewertungskategorie mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis je Bewertungskategorie in Mio. €	2016	2015
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	-1.742	-100
Davon: zu Handelszwecken gehalten	-1.742	-100
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	127	481
Kredite und Forderungen	192	-34
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	-1.084	-1.333

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

erfolgsneutral gebuchte Wertänderungen von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten in Höhe von 58 Mio. € als Aufwand realisiert (Vorjahr: 204 Mio. € Ertrag).

Bei den zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten wurden im Berichtsjahr Wertänderungen in Höhe von 20 Mio. € (Vorjahr: -47 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Darüber hinaus wurden ursprünglich

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen:

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2016	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	8.359	-7.221	1.138		-520	618
Derivate (passiv)	8.441	-7.695	746	-185	-181	380

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2015	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	7.994	-6.586	1.408		-346	1.062
Derivate (passiv)	8.284	-7.307	977	-213	-513	251

Die zugehörigen nicht saldierten Beträge umfassen für außerbörsliche Transaktionen erhaltene und geleistete Barsicherheiten sowie im Rahmen von Börsengeschäften im Voraus zu erbringende Sicherheitsleistungen, die auch in Form sicherheitsübereigneter Wertpapiere erbracht werden.

Der RWE-Konzern ist als international tätiges Versorgungsunternehmen im Rahmen seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Markt-, Kredit- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt. Wir begrenzen diese Risiken durch ein systematisches konzernübergreifendes Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen werden durch interne Richtlinien verbindlich vorgegeben.

Marktrisiken ergeben sich durch Änderungen von Währungs- und Aktienkursen sowie von Zinssätzen und Commodity-Preisen, die das Ergebnis aus der Geschäftstätigkeit beeinflussen können.

Die RWE AG wird innogy als Finanzbeteiligung führen und ihren Einfluss ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung ausüben. Eine Folge davon ist, dass RWE und innogy jeweils ein eigenes unabhängiges Management der Zins-, Währungs- und Kreditrisiken betreiben. Risikokennzahlen aus diesen Bereichen werden somit für den jeweiligen Konzern ausgewiesen.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Management von Wechselkursänderungen große Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar sind wichtige Fremdwährungen für den Konzern. Brennstoffe notieren in diesen beiden Währungen, zudem ist RWE im britischen Währungsraum geschäftlich aktiv. Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken abhängig von der Zugehörigkeit zu dem entsprechenden Teilkonzern mit der RWE AG bzw. der innogy SE zu sichern. Nur diese beiden Gesellschaften dürfen im Rahmen der vorgegebenen Limite Fremdwährungspositionen offen halten oder zugehörigen Konzerngesellschaften entsprechende Limite genehmigen.

Zinsrisiken resultieren hauptsächlich aus den Finanzschulden und den zinstragenden Anlagen des Konzerns. Gegen negative Wertänderungen aus unerwarteten Zinsbewegungen sichern wir uns fallweise durch originäre und derivative Finanzgeschäfte ab. Im Rahmen der Neuausrichtung der RWE sind verschiedene Finanzschulden und zinstragende Anlagen an die innogy SE übertragen worden und werden ausschließlich durch die innogy SE gesteuert.

Die Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der langfristigen Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement zentral durch die RWE AG verwaltet. Dies beinhaltet auch das Fondsmanagement für Vermögen des innogy-Teilkonzerns.

Die weiteren Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG bzw. der innogy SE für die jeweils eigenen Bestände überwacht.

Für Commodity-Geschäfte hat der Bereich Controlling & Risikomanagement der RWE AG Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken, zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und zur Margenerhöhung eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE und innogy u. a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR) überwacht und gesteuert. Zur Steuerung von Zinsrisiken wird zudem ein Cash Flow at Risk (CFaR) ermittelt.

Mit der VaR-Methode ermitteln und überwachen wir das maximale Verlustpotenzial, das sich aus der Veränderung von Marktpreisen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen ergibt. Bei der Berechnung werden historische Preisschwankungen zugrunde gelegt. Bis auf den CFaR werden alle VaR-Angaben mit einem Konfidenzintervall von 95% und einer Haltedauer von einem Tag ermittelt. Für den CFaR werden ein Konfidenzintervall von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr unterstellt.

RWE unterscheidet bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE- und innogy-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser belief sich zum 31. Dezember 2016 auf 13,4 Mio. € für RWE und auf 5,0 Mio. € für innogy (Vorjahr gesamt: 17,0 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2016 bei 0,7 Mio. € für RWE und 1,0 Mio. € für innogy (Vorjahr gesamt: 0,5 Mio. €).

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2016 für RWE bei unter 1 Mio. € und für innogy bei 1,1 Mio. € (Vorjahr gesamt: unter 1 Mio. €). Er entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2016 bei 1,4 Mio. € für RWE und 4,0 Mio. € für innogy (Vorjahr gesamt: 7,1 Mio. €).

Zum 31. Dezember 2016 betrug der VaR für Commodity-Positionen des Handelsgeschäfts der RWE Supply & Trading 9,4 Mio. € (Vorjahr: 19,2 Mio. €); er entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl.

Im Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem auf monatlicher Basis Stresstests durchgeführt, um die Auswirkungen von Commodity-Preisänderungen auf die Ertragslage zu simulieren und ggf. risikomindernde Maßnahmen zu ergreifen. Bei diesen Tests werden Marktpreiskurven modifiziert und auf dieser Basis eine Neubewertung der Commodity-Position vorgenommen. Abgebildet werden neben historischen Extrempreisszenarien auch realistische fiktive Preisszenarien. Falls Stresstests interne Schwellen überschreiten, werden diese Szenarien genauer hinsichtlich ihrer Wirkung und Wahrscheinlichkeit analysiert und ggf. risikomindernde Maßnahmen erwogen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen auf das Segment Trading/Gas Midstream übertragen und dort gesichert. Entsprechend der Vorgehensweise bei z. B. langfristigen Investitionen können Commodity-Risiken aus langfristigen Positionen oder aus Positionen, die sich aufgrund ihrer Größe bei gegebener Marktliquidität noch nicht absichern lassen, nicht über das VaR-Konzept gesteuert und deshalb nicht in den VaR-Werten berücksichtigt werden. Über die noch nicht übertragenen offenen Erzeugungspositionen hinaus sind die Konzerngesellschaften gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten.

Zu den wichtigsten Instrumenten zur Begrenzung von Marktrisiken gehört der Abschluss von Sicherungsgeschäften. Als Instrumente dienen dabei vor allem Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen, Zinsswaps, Zins-Währungs-Swaps sowie Termin-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities.

Die Laufzeit der Zins-, Währungs-, Aktien-, Index- und Commodity-Derivate als Sicherungsgeschäft orientiert sich an der Laufzeit der jeweiligen Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Bei der Absicherung des Fremdwährungsrisikos von Auslandsbeteiligungen betragen die Laufzeiten bis zu 22 Jahre.

Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Interpretation ihrer positiven und negativen beizulegenden

Zeitwerte ist zu beachten, dass den Finanzinstrumenten – außer beim Handel mit Commodities – i. d. R. Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen gemäß IAS 39 dienen in erster Linie zur Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Risiken aus Fremdwährungsposten, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken bei festverzinslichen Ausleihungen und Verbindlichkeiten zu begrenzen. Die festverzinslichen Instrumente sollen in variabel verzinsliche Instrumente transformiert und dadurch ihr beizulegender Zeitwert gesichert werden. Als Sicherungsinstrumente dienen Zinsswaps und Zins-Währungs-Swaps. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft (Letzteres hinsichtlich des abgesicherten Risikos) erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Fair Value Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente belief sich zum Abschlussstichtag auf 27 Mio. € (Vorjahr: 42 Mio. €).

Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte hinsichtlich des abgesicherten Risikos entstanden im Berichtsjahr Gewinne von 15 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €), während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Verlusten von 15 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €) führten. Beides ist im Finanzergebnis erfasst.

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Fremdwährungs- und Preisrisiken aus künftigen Umsätzen und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen und Zinsen sowie Termin-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des Fair Value der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, im Other Comprehensive Income berücksichtigt, und zwar so lange, bis das Grundgeschäft realisiert wird. Der ineffektive Teil der Wertänderung wird grundsätzlich erfolgswirksam erfasst. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein. Der bilanzierte beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Cash Flow Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente betrug zum Abschlussstichtag 622 Mio. € (Vorjahr: –1.223 Mio. €).

Die mit Cash Flow Hedges abgesicherten künftigen Umsätze und Beschaffungsgeschäfte werden voraussichtlich in den folgenden drei Jahren fällig und ergebniswirksam.

Im Berichtsjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von 504 Mio. € (Vorjahr: –1.075 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Diese Wertänderungen stellen den effektiven Teil der Sicherungsbeziehungen dar.

Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges in Höhe von 11 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €) gingen als Ertrag in die Gewinn- und Verlustrechnung ein.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 504 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: 912 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Aufwand realisiert.

Erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges erhöhten die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 204 Mio. € (Vorjahr: 137 Mio. €).

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Anleihen verschiedener Laufzeiten in den entsprechenden Währungen, Zins-Währungs-Swaps und andere Währungsderivate ein. Ändern sich die Kurse von Währungen, auf die die sichernden Anleihen lauten, oder ändert sich der Fair Value der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt. Der beizulegende Zeitwert der Anleihen betrug zum Abschlussstichtag 1.546 Mio. € (Vorjahr: 1.984 Mio. €), der Zeitwert der Swaps 287 Mio. € (Vorjahr: 208 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Ineffektivitäten aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 21 Mio. € als Ertrag (Vorjahr: Aufwand von 27 Mio. €) in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhalten wir Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Handelspartnern. Die sich daraus ergebenden Kontrahentenrisiken werden bei Vertragsabschluss geprüft und laufend überwacht. Wir begegnen ihnen durch Festlegung von Limiten für das Handeln mit Geschäftspartnern und ggf. durch Einfordern zusätzlicher Sicherheiten. Das Kreditrisiko wird sowohl im Commodity-Bereich als auch im Finanzbereich täglich überwacht.

In unserem Vertriebsgeschäft sind wir Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Wir identifizieren solche Risiken durch regelmäßige Analyse der Bonität unserer wesentlichen Kunden und leiten bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein.

Im Finanz-, Handels- und Vertriebsbereich setzen wir zur Absicherung von Kreditrisiken auch Kreditversicherungen, Barsicherheiten, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen ein.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich aus den Buchwerten der in der Bilanz angesetzten Forderungen. Soweit sich Ausfallrisiken konkretisieren, werden diese durch Wertberichtigungen erfasst. Bei den Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen zugunsten konzernfremder Gläubiger ergeben. Zum 31. Dezember 2016 beliefen sich diese Verpflichtungen auf 164 Mio. € (Vorjahr: 127 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2016 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 2,0 Mrd. € (Vorjahr: 2,0 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 0 Mrd. € (Vorjahr: 0,1 Mrd. €) auf Finanzforderungen, 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,3 Mrd. €) auf Derivate in Sicherungsbeziehungen und 1,0 Mrd. € (Vorjahr: 1,1 Mrd. €) auf sonstige Derivate. Weder im Geschäftsjahr 2016 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich abhängig von der Teilkonzernzugehörigkeit i. d. R. bei der RWE AG oder der innogy SE. Hier besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2017 werden Kapitalmarktschulden (abzüglich zurückgekaufter Anleiheanteile) mit einem Nominalvolumen von rund 1,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,8 Mrd. €) und Bankschulden in Höhe von 0,1 Mrd. € (Vorjahr: 0,3 Mrd. €) fällig. Kurzfristige Schulden sind zusätzlich zu begleichen.

Am 31. Dezember 2016 betrug der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren 14.401 Mio. € (Vorjahr: 9.959 Mio. €). Zudem konnten RWE und innogy am Bilanzstichtag über eine vertraglich vereinbarte ungenutzte syndizierte Kreditlinie von 4 Mrd. € (Vorjahr: 4 Mrd. €) verfügen. Das Commercial-Paper-Programm der RWE AG über 5 Mrd. US\$ (Vorjahr: 5 Mrd. US\$) war zum Bilanzstichtag mit 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,1 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die innogy SE verfügte zum 31. Dezember 2016 über ein Commercial-Paper-Programm über 3 Mrd. €, das jedoch nicht in Anspruch genommen war. Darüber hinaus können wir uns im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms über 30 Mrd. € finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich zum Bilanzstichtag auf 10,7 Mrd. € (Vorjahr: 12,4 Mrd. €). Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher sowohl bei RWE als auch bei innogy als gering einzustufen.

Aus den finanziellen Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 ergeben sich in den nächsten Jahren voraussichtlich die folgenden (nicht diskontierten) Zahlungen:

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2016	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2017	2018 bis 2021	ab 2022	2017	2018 bis 2021	ab 2022
Anleihen ¹	13.719	1.421	5.972	6.360	774	2.313	3.656
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.670	129	819	723	35	108	21
Verbindlichkeiten aus Leasing	252	15	37	201			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.441	630	86	746	12	30	445
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	5.703	4.953	333	417	50	145	340
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	569	569					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.488	1.488					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	6.064	6.007	40	36			

¹ Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2015	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2016	2017 bis 2020	ab 2021	2016	2017 bis 2020	ab 2021
Anleihen ¹	15.230	850	5.090	10.445	869	2.362	4.918
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.676	329	795	552	36	135	95
Verbindlichkeiten aus Leasing	285	17	63	206			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.436	752	54	647	13	37	455
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	8.015	6.999	576	441	54	150	329
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	378	378					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.395	1.395					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	6.636	6.626	38	40			

¹ Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2016 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger über insgesamt 102 Mio. € (Vorjahr: 100 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 62 Mio. € gegeben (Vorjahr: 27 Mio. €), die im Jahr 2017 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements sind auf Seite 77 ff. im Lagebericht aufgeführt.

(30) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2016 auf 384 Mio. € (Vorjahr: 379 Mio. €). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Investitionen in Sachanlage-

vermögen. Zudem bestanden nicht angesetzte Verpflichtungen zur Bereitstellung von Darlehen oder anderen Finanzmitteln an Gemeinschaftsunternehmen in Höhe von 26 Mio. € (Vorjahr: 125 Mio. €).

Die Verpflichtungen aus Operating Leasing betreffen überwiegend Pachtverträge für Stromerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie Miet- und Leasingverträge für Lager- und Verwaltungsgebäude. Die Mindestleasingzahlungen haben folgende Fälligkeitsstruktur:

Operating Leasing in Mio. €	Nominalwert	
	31.12.2016	31.12.2015
Fällig in bis zu 1 Jahr	243	255
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	665	733
Fällig nach über 5 Jahren	1.142	1.142
	2.050	2.130

Für die Beschaffung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas, sind wir langfristige vertragliche Abnahmeverpflichtungen eingegangen. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen langfristigen Beschaffungsverträgen beliefen sich zum 31. Dezember 2016 auf 26,0 Mrd. € (Vorjahr: 42,0 Mrd. €), wovon 1,7 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 2,2 Mrd. €).

Die Gasbeschaffung des RWE-Konzerns basiert teilweise auf langfristigen Take-or-pay-Verträgen. Die Konditionen dieser Kontrakte – die Laufzeiten reichen im Einzelfall bis 2036 – werden in gewissen Abständen von den Vertragspartnern nachverhandelt, woraus sich Änderungen der angegebenen Zahlungsverpflichtungen ergeben können. Der Berechnung der aus den Beschaffungsverträgen resultierenden Zahlungsverpflichtungen liegen Parameter der internen Planung zugrunde.

Weiterhin hat RWE langfristige finanzielle Verpflichtungen durch Strombezüge. Die aus den wesentlichen Bezugsverträgen resultierenden Mindestzahlungsverpflichtungen beliefen sich zum 31. Dezember 2016 auf 7,4 Mrd. € (Vorjahr: 7,9 Mrd. €), davon werden 0,4 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,5 Mrd. €). Darüber hinaus bestehen langfristige Bezugs- und Dienstleistungsverträge für Uran, Konversion, Anreicherung und Fertigung.

Aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Gesellschaften, die u. a. im Zusammenhang mit Kraftwerksobjekten, mit Ergebnisabführungsverträgen und zur Abdeckung des nuklearen Haftpflichtrisikos bestehen, obliegt uns eine gesetzliche bzw. vertragliche Haftung.

Mit einer Solidarvereinbarung haben sich die RWE AG und die anderen Muttergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber verpflichtet, zur Erfüllung einer Deckungsvorsorge in Höhe von rund 2.244 Mio. € die haftenden Kernkraftwerksbetreiber im nuklearen Schadensfall finanziell so auszustatten, dass diese ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen können. Vertragsgemäß beträgt der auf die RWE AG entfallende Haftungsanteil 25,851 % zuzüglich 5 % für Schadensabwicklungskosten.

Die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften sind im Zusammenhang mit ihrem Geschäftsbetrieb in behördliche, regulatorische und kartellrechtliche Verfahren, Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren

involviert bzw. von deren Ergebnissen betroffen. Mitunter werden auch außergerichtliche Ansprüche geltend gemacht. RWE erwartet dadurch jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des RWE-Konzerns.

(31) Segmentberichterstattung

Infolge des Börsengangs der innogy SE am 7. Oktober 2016 wurde die Segmentstruktur des RWE-Konzerns für das Geschäftsjahr 2016 angepasst. Um die Vergleichbarkeit der Zahlen für das Geschäftsjahr 2016 mit denen des Vorjahres zu gewährleisten, haben wir Letztere in die neue Struktur überführt.

RWE ist in drei Segmente untergliedert, die nach funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind.

Im Segment Konventionelle Stromerzeugung sind im Wesentlichen das deutsche, britische, niederländische und türkische Stromerzeugungsgeschäft, der rheinische Braunkohletagebau und die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International gebündelt. Ab dem laufenden Geschäftsjahr werden hier auch die Mehrheitsbeteiligung an der auf die Förderung von Braunkohle spezialisierten Mátra in Ungarn (vormals im Bereich Zentral-/Südosteuropa) und das schottische Biomassekraftwerk Markinch (vormals im Bereich Erneuerbare Energien) erfasst. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

Im Segment Trading/Gas Midstream sind der Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie das Gas-Midstream-Geschäft angesiedelt. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert.

Das Segment innogy umfasst im Wesentlichen das RWE-Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Verteilnetzen und dem Vertrieb. Die Aktivitäten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien beinhalten neben der Stromproduktion auch die Entwicklung und Realisierung von Projekten zum Kapazitätsausbau. Bei der Erzeugungstechnologie dominieren Wind- und Wasserkraft. Die wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Polen, Spanien und Italien. Zweites Standbein von innogy ist der Betrieb von Verteilnetzen in Deutschland, Tschechien, der Slowakei, Ungarn und Polen. Hinzu kommt als dritte Säule der Vertrieb von Strom, Gas und Energielösungen in Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Großbritannien, Tschechien, der Slowakei, Ungarn, Polen und einigen weiteren Ländern Zentralosteuropas. Darüber hinaus enthält das Segment innogy Konsolidierungseffekte, Holdingaktivitäten sowie interne Dienstleister der innogy SE.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und die RWE AG erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehören u. a. die konzerninternen Dienstleister RWE Group Business Services und RWE Service sowie unsere Minderheitsbeteiligung am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2016	Konventionelle Stromerzeugung	Trading/Gas Midstream	innogy	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
in Mio. €					
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	1.967	3.646	40.149	71	45.833
Konzern-Innenumsatz	8.199	15.734	1.811	-25.744 ¹	
Gesamtumsatz	10.166 ²	19.380	41.960	-25.673	45.833
Bereinigtes EBIT	627	-145	2.735	-135	3.082
Betriebliches Beteiligungsergebnis	80	-22	368	38	464
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	74		276	37	387
Betriebliche Abschreibungen	829	6	1.468	18	2.321
Außerplanmäßige Abschreibungen	4.068	17	327	3	4.415
Bereinigtes EBITDA	1.456	-139	4.203	-117	5.403
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	1.344	-388	2.526	-1.130	2.352
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	190	3	2.256	459	2.908
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	333	4	1.679	11	2.027

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -27.960 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 2.216 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.820 Mio. €

Regionen 2016	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE- Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
in Mio. €						
Außenumsatz^{1,2}	24.990	9.196	8.437	589	378	43.590
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	17.928	7.573	11.454		312	37.267

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2015	Konventionelle Stromerzeugung	Trading/Gas Midstream	innogy	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
in Mio. €					
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	2.224	3.318	42.482	66	48.090
Konzern-Innenumsatz	9.005	19.081	1.986	-30.072 ¹	
Gesamtumsatz	11.229 ²	22.399	44.468	-30.006	48.090
Bereinigtes EBIT	596	156	3.050	35	3.837
Betriebliches Beteiligungsergebnis	102	3	414	42	561
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	92		228	41	361
Betriebliche Abschreibungen	1.689	8	1.471	13	3.181
Außerplanmäßige Abschreibungen	2.841	8	275	110	3.234
Bereinigtes EBITDA	2.285	164	4.521	48	7.018
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	2.139	-894	2.816	-722	3.339
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	179	3	2.137	633	2.952
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	855	10	2.024	9	2.898

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -32.851 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 2.779 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 3.192 Mio. €

Regionen 2015 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE- Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1,2}	25.945	9.812	9.662	121	308	45.848
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	21.157	9.109	11.844		534	42.644

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Produkte in Mio. €	RWE-Konzern	
	2016	2015
Außenumsatz ¹	43.590	45.848
Davon: Strom	31.420	32.560
Davon: Gas	9.208	10.657

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

Erläuterungen zu den Segmentdaten. Als Innenumsätze des RWE-Konzerns weisen wir die Umsätze zwischen den Segmenten aus. Konzerninterne Lieferungen und Leistungen werden zu gleichen Bedingungen abgerechnet wie mit externen Kunden. Das bereinigte

EBIT wird zur internen Steuerung verwendet. In der folgenden Tabelle ist die Überleitung vom bereinigten EBITDA zum bereinigten EBIT und zum Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern dargestellt:

Überleitung der Ergebnisgrößen in Mio. €	2016	2015
Bereinigtes EBITDA	5.403	7.017
– Betriebliche Abschreibungen	–2.321	–3.180
Bereinigtes EBIT	3.082	3.837
+ Neutrales Ergebnis	–6.661	–2.885
+ Finanzergebnis	–2.228	–1.589
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	–5.807	–637

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, erschweren die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert. Dabei kann es sich u. a. um Veräußerungsergebnisse aus dem Abgang von Beteiligungen

oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen sowie Effekte aus der Marktbewertung bestimmter Derivate handeln.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2016	2015
Veräußerungsgewinne	94	31
Ergebniseffekte aus Derivaten	–799	296
Restrukturierungen, Sonstige	–5.956	–3.212
Neutrales Ergebnis	–6.661	–2.885

Darüber hinausgehende Ausführungen finden sich auf Seite 48.

(32) Angaben zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist nach den Zahlungsströmen aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Der Betrag der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung stimmt mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert überein. Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit sind u. a. enthalten:

- Zinseinnahmen in Höhe von 295 Mio. € (Vorjahr: 281 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 904 Mio. € (Vorjahr: 1.036 Mio. €)
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 627 Mio. € (Vorjahr: 727 Mio. €)
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 333 Mio. € (Vorjahr: 353 Mio. €)

Mittelveränderungen aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften gehen in den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit ein. Effekte aus Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen werden gesondert gezeigt.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 615 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 335 Mio. € (Vorjahr: 302 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 67 Mio. € (Vorjahr: 153 Mio. €) enthalten. Zudem sind im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit Käufe in Höhe von 2 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) und Verkäufe in Höhe von 2.591 Mio. € (Vorjahr: 170 Mio. €) von Anteilen an Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten enthalten, die nicht zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten.

Die flüssigen Mittel unterliegen Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 19 Mio. € (Vorjahr: 22 Mio. €).

(33) Angaben zu Konzessionen

Zwischen Unternehmen des RWE-Konzerns und Gebietskörperschaften in unseren Versorgungsregionen gibt es eine Reihe von Wegenutzungsverträgen und Konzessionsvereinbarungen, die die Strom-, Gas- und Wasserversorgung betreffen.

Im Strom- und Gasgeschäft regeln Wegenutzungsverträge die Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen für das Verlegen und den Betrieb von Leitungen, die der allgemeinen Energieversorgung dienen. Die Laufzeit dieser Verträge beträgt i. d. R. 20 Jahre. Nach ihrem Ablauf besteht die gesetzliche Pflicht, die örtlichen Verteilungsanlagen ihrem neuen Betreiber gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung zu überlassen.

Mit Wasser-Konzessionsvereinbarungen werden das Recht und die Verpflichtung zur Bereitstellung von Wasser- und Abwasserdienstleistungen, zum Betrieb der dazugehörigen Infrastruktur (z. B. Wasserversorgungsanlagen) und zur Investitionstätigkeit geregelt. Die Konzessionen im Wassergeschäft gelten i. d. R. für einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren.

(34) Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit unterhalten die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften Geschäftsbeziehungen zu zahlreichen Unternehmen. Dazu gehören auch assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die als nahestehende Unternehmen des Konzerns gelten. In diese Kategorie fallen insbesondere wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen des RWE-Konzerns.

Mit wesentlichen assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen wurden Geschäfte getätigt, die zu folgenden Abschlussposten bei RWE führten:

Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	2016	2015	2016	2015
Erträge	3.661	3.552	86	82
Aufwendungen	3.001	2.583	148	114
Forderungen	329	285	182	192
Verbindlichkeiten	147	136	3	15

Den Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen lagen im Wesentlichen Liefer- und Leistungsbeziehungen zugrunde. Mit Gemeinschaftsunternehmen gab es neben betrieblichen Liefer- und Leistungsbeziehungen auch finanzielle Verflechtungen. Aus verzinslichen Ausleihungen an Gemeinschaftsunternehmen resultierten im Berichtsjahr Erträge in Höhe von 4 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 177 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 177 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen

abgeschlossen; d. h., die Konditionen dieser Geschäfte unterscheiden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 371 Mio. € (Vorjahr: 352 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 107 Mio. € (Vorjahr: 107 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 1.203 Mio. € (Vorjahr: 1.293 Mio. €).

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Für das Geschäftsjahr 2016 werden neben den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats der RWE AG auch die Vorstände und die Aufsichtsräte der innogy SE als Mitglieder des Managements in Schlüsselpositionen für den RWE-Konzern angesehen. Dabei beziehen sich die Vorjahresangaben ausschließlich auf das Management in Schlüsselpositionen der RWE AG, da die innogy SE im Vorjahr nicht als eigenständiger Konzern existierte. Die folgenden Angaben beziehen sich auf die Gesamtvergütungen nach IAS 24:

Das Management in Schlüsselpositionen (Vorstände und Aufsichtsrat) erhielt für das Geschäftsjahr 2016 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 13.832 Tsd. € (Vorjahr: 11.588 Tsd. €). Außerdem betragen die aktienbasierten Vergütungen im Rahmen des LTIP SPP 1.131 Tsd. € (im Vorjahr für die Beat-Tranchen: –1.598 Tsd. €) sowie derer Dienstzeitaufwand für Pensionen 229 Tsd. € (Vorjahr: 581 Tsd. €). Für Verpflichtungen gegenüber dem Management in Schlüsselpositionen sind insgesamt 23.775 Tsd. € (Vorjahr: 23.886 Tsd. €) zurückgestellt.

Die Grundzüge des Vergütungssystems und die Höhe der nach HGB ermittelten Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG sind im Vergütungsbericht dargestellt. Der Vergütungsbericht ist Bestandteil des Lageberichts.

Die Gesamtvergütung des Vorstands betrug 15.486 Tsd. € (Vorjahr: 11.373 Tsd. €). Der Vorstand erhielt für das Geschäftsjahr 2016 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 8.586 Tsd. € (Vorjahr: 8.868 Tsd. €). Außerdem wurden langfristige Vergütungsbestandteile

in Höhe von 3.913 Tsd. € (Vorjahr: 755 Tsd. €) ausgezahlt sowie eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des LTIP SPP mit einem Ausgabezeitwert von 2.987 Tsd. € gewährt (im Vorjahr für die Beat-Tranche 2015: 1.750 Tsd. €).

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich im Geschäftsjahr 2016 auf 2.746 Tsd. € (Vorjahr: 2.720 Tsd. €). Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von insgesamt 449 Tsd. € (Vorjahr: 265 Tsd. €). Für die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Arbeitsverträge mit den jeweiligen Konzerngesellschaften. Die Auszahlung der Vergütungen erfolgt entsprechend den dienstvertraglichen Regelungen.

Im Berichtsjahr wurden keine Kredite oder Vorschüsse an Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats gewährt.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 11.653 Tsd. € (Vorjahr: 11.634 Tsd. €), davon 1.305 Tsd. € (Vorjahr: 1.229 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 159.950 Tsd. € (Vorjahr: 153.100 Tsd. €). Davon entfielen 14.808 Tsd. € (Vorjahr: 13.978 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 182 ff. aufgeführt.

(35) Honorare des Abschlussprüfers

RWE hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft

Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) und Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks erbrachten, folgende Honorare als Aufwand erfasst:

Honorare des Abschlussprüfers in Mio. €	2016		2015 ¹	
	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	19,5	12,4	17,4	10,5
Andere Bestätigungsleistungen	5,0	4,6	5,1	4,6
Steuerberatungsleistungen	0,4	0,3	0,9	0,6
Sonstige Leistungen	2,6	2,6	1,7	0,5
	27,5	19,9	25,1	16,2

¹ Angepasste Vorjahreswerte

Die Honorare für Abschlussprüfungen beinhalten vor allem die Entgelte für die Konzernabschlussprüfung und für die Prüfung der Abschlüsse der RWE AG und ihrer Tochterunternehmen sowie im Berichtsjahr erstmalig die prüferische Durchsicht von Zwischenabschlüssen. Ebenfalls erfasst werden hier die Honorare für die Prüfung der kombinierten Abschlüsse, die für den Börsengang der innogy SE erstellt wurden. Zu den anderen Bestätigungsleistungen, die vergütet wurden, zählen die Prüfung des internen Kontroll-

systems und Aufwendungen im Zusammenhang mit gesetzlichen oder gerichtlichen Vorgaben. Die Honorare für Steuerberatungsleistungen umfassen insbesondere Vergütungen für die Beratung bei der Erstellung von Steuererklärungen und in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten sowie die Prüfung von Steuerbescheiden. Der Anstieg der Honorare des Abschlussprüfers ist im Wesentlichen durch den Börsengang der innogy SE bedingt. Hierfür wurden insgesamt 5 Mio. € aufgewendet.

(36) Inanspruchnahme von § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2016 in Teilen von der Befreiungsvorschrift des § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen
- GBV Dreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)
- Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim
- RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln
- RWE Downstream Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE Group Business Services GmbH, Essen
- RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE Technology International GmbH, Essen
- RWE Trading Services GmbH, Essen

(37) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Zeitraum vom 1. Januar 2017 bis zur Aufstellung des Konzernabschlusses am 27. Februar 2017 sind folgende wesentliche Ereignisse eingetreten:

Belectric

Am 3. Januar 2017 wurde der Ende August 2016 mit der Belectric Holding GmbH, Kolitzheim, vereinbarte Erwerb von 100% der Anteile an deren Tochterunternehmen Belectric Solar & Battery Holding GmbH, Kolitzheim, (Belectric) abgeschlossen. Belectric entwickelt, errichtet und betreibt Freiflächen-Solarkraftwerke. Regionale Schwerpunkte sind neben Europa der Nahe Osten und Nordafrika sowie Indien, Südamerika und die USA. Der vorläufige Kaufpreis beträgt 77 Mio. € und beinhaltet eine bedingte Zahlungsverpflichtung in Höhe von 7 Mio. €. Darüber hinaus unterliegt der Kaufpreis noch möglichen Anpassungen auf Basis der Vermögenslage gemäß der noch final aufzustellenden Schlussbilanz für 2016. Da die in Belectric gebündelten Aktivitäten bislang Teil eines umfassenderen Verbunds waren, setzt die Aufstellung einer Bilanz auf den Erwerbsstichtag eine Separierung der diesen Aktivitäten zuzuordnenden Vermögenswerte und Schulden voraus („Carve Out“). Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses lag die Schlussbilanz der Belectric-Gruppe noch nicht final vor. Die Angaben zu den beizulegenden Zeitwerten der übernommenen Vermögenswerte – inklusive erworbener Forderungen – und Schulden sowie die Angaben zu den Faktoren, die ggf. den Geschäfts- oder Firmenwert ausmachen, bzw. die ggf. erforderlichen Angaben bei einem Erwerb zu einem Preis unter dem Marktwert können daher im RWE-Konzernabschluss nicht gemacht werden.

Mehrheitserwerb an kroatischem Gasversorger

Am 7. Februar 2017 hat innogy Verträge zum Erwerb eines Anteils von 75% an dem Gasversorger der Stadt Koprivnica (Kroatien) für einen Kaufpreis von 7 Mio. € unterzeichnet. Die restlichen 25% verbleiben beim städtischen Verbundunternehmen Komunalec. Die Transaktion steht noch unter dem Vorbehalt der Zustimmung des kroatischen Kartellamts und soll bis zum Beginn des 2. Quartals 2017 abgeschlossen werden.

Kündigung Hybridanleihe

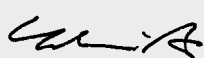
Am 13. Februar 2017 wurde eine Hybridanleihe über 250 Mio. CHF zum 4. April 2017 gekündigt, ohne sie mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren.

(38) Erklärung gemäß § 161 AktG


Für die RWE AG und die innogy SE sind die nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärungen zum Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf den Internetseiten der RWE AG¹ bzw. der innogy SE² dauerhaft und öffentlich zugänglich gemacht worden.

Essen, 27. Februar 2017

Der Vorstand



Schmitz



Krebber



Tigges

1 <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/3345128/data/11102/3/rwe/investorrelations/governance/entsprechenserklaerung/Entsprechenserklaerung-vom-15.12.2016.pdf>

2 <https://iam.innogy.com/ueber-innogy/investor-relations/corporate-governance/entsprechenserklaerung>

3.7 AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES (TEIL DES ANHANGS)

Aufstellung des Anteilsbesitzes gemäß § 285 Nr. 11 und Nr. 11a und § 313 Abs. 2 (i.V.m. § 315 a I) HGB zum 31.12.2016

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	212.021	26.174
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	22.218	712
Andromeda Wind S.r.l., Bozen/Italien		51	14.152	1.595
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		53	39.074	2.663
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	2.069	522
Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gundremmingen		100	25.431	1.307
Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg		100	24.728	¹
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		62	54.665	266
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.964	¹
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.101	231
Bristol Channel Zone Limited, Swindon/Großbritannien		100	-2.059	-101
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	19.783	¹
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	637.797	15.555
Carl Scholl GmbH, Köln		100	609	-41
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-3.484	-3.625
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	11.125	1.225
Channel Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	-17.024	-800
CR-Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. KG Cottbus, Cottbus		⁸	-1.284	426
EGG Holding B.V. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			22.188	2.030 ²
Bakker CV Installatietechnik B.V., Zwaagdijk/Niederlande		100		
EGG Holding B.V., Meppel/Niederlande		100		
Energiewacht Facilities B.V., Zwolle/Niederlande		100		
Energiewacht Steenwijk B.V., Zwolle/Niederlande		100		
Energiewacht VKI B.V., Dalfsen/Niederlande		100		
Energiewacht-A.G.A.S.-Deventer B.V., Deventer/Niederlande		100		
Energiewacht-Gazo B.V., Zwolle/Niederlande		100		
GasWacht Friesland B.V., Gorredijk/Niederlande		100		
GasWacht Friesland Facilities B.V., Leeuwarden/Niederlande		100		
N.V. Energiewacht-Groep, Zwolle/Niederlande		100		
Sebukro B.V., Amersfoort/Niederlande		100		
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	25	¹
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	29.060	1.157
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	1.015	426
ELMU DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		100	716.450	-6
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	785.797	27.088
ELMU-ÉMÁSZ Energiakereskedo Kft., Budapest/Ungarn		100	6.856	6.350
ELMU-ÉMÁSZ Energiaszolgáltató Zrt., Budapest/Ungarn		100	6.010	-13.710
ELMU-ÉMÁSZ Halozati Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	-220	122
ELMU-ÉMÁSZ Ügyfélszolgálati Kft., Budapest/Ungarn		100	1.440	1.422
ÉMÁSZ DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Miskolc/Ungarn		100	272.945	-6
ÉMÁSZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	277.250	4.278
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	46.325	29.718
Energiedirect B.V., Waalre/Niederlande		100	-51.980	4.800

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Energienetze Berlin GmbH, Berlin		100	25	¹
Energies France S.A.S. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			33.083	–338 ²
Centrale Hydroelectrique d'Oussiat S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Charentus S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Maintenance S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Saint Remy S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 1 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 3 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
SAS Île de France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energiewacht N.V. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			36.435	2.741 ²
EGD-Energiewacht Facilities B.V., Assen/Niederlande		100		
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		100		
Energiewacht West Nederland B.V., Assen/Niederlande		100		
Mercurius Klimaatbeheersing B.V., Assen/Niederlande		100		
energis GmbH, Saarbrücken		72	138.514	24.454
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	25.851	¹
Energy Resources B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	140.154	2.529
Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	109.482	–20.227
Energy Resources Ventures B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	24.185	1.606
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz		59	1.667.226	149.286
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	3.415	2.415
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	15.994	3.476
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	63.463	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	187.419	43.403
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	¹
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	88.047	11.109
Essent CNG Cleandrive B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	128.220	–1.680
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	–428	–6
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	–263.425	–3.500
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	2.897.900	12.000
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.858.000	133.500
Essent Personeel Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	4.937	1.026
Essent Power B.V., Arnhem/Niederlande		100	18	21.710
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	456.520	137.300
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	–427.556	–285.204
Essent Wind Nordsee Ost Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Helgoland		100	256	¹
Eszak-magyarorszag Aramszolgaltató Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	298.596	14.004
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	473	245
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	11.347	¹
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	41.090	12.736

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		100	4.180	797
Fri-El Anzi Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	7.340	1.581
Fri-El Anzi S.r.l., Bozen/Italien		100	5.159	1.108
Fri-El Guardionara Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	22.018	1.309
Fri-El Guardionara S.r.l., Bozen/Italien		100	26.931	1.502
GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	831.580	116.767
GBV Dreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	¹
GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	2.945.975	¹
GBV Siebenundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	6.883	¹
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		100	13.889	1.633
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A beschränkt haftende OHG, Bergkamen		51	7.016	697
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	66.512	1.145
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	25.736	8.690
GfP Gesellschaft für Pensionsverwaltung mbH, Essen		100	25	¹
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund		100	7.296	-43.235
Great Yarmouth Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	102.913	4.587
GridServices, s.r.o., Brno/Tschechien		100	34.562	29.813
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	21.523	4.802
Immobilien-Vermietungsgesellschaft Schumacher GmbH & Co. Objekt Kundenzentren KG, Düsseldorf		⁸	-473	891
Inhome Energy Care N.V., Houthalen-Helchteren/Belgien		100	-310	-68
innogy Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	233.106	¹
innogy Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	721.100	43.300
innogy Bergheim Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	¹
innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	¹
innogy Business Services Benelux B.V., Arnhem/Niederlande		100	-5.942	-176
innogy Business Services CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	15.245	2.188
Innogy Business Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	34.678	-12.477
innogy Business Services Polska Sp. z o.o., Krakau/Polen		100	3.463	-960
innogy Česká republika a.s., Prag/Tschechien		100	1.932.961	124.479
innogy Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	1.756	225
innogy Energie, s.r.o., Prag/Tschechien		100	167.401	102.423
innogy Ergo, s.r.o., Prag/Tschechien		100	18.413	235
innogy Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.761	1.806
innogy Finance II B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	2.699	-9
innogy Gas Storage NWE GmbH, Dortmund		100	350.087	¹
innogy Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	511.978	14.156
innogy Gastronomie GmbH, Essen		100	275	¹
innogy Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		50 ⁴	1.117.764	123.912
Innogy Gym 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-5.241	-2.760
Innogy Gym 3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-5.240	-2.745
Innogy Gym 4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-15.712	-8.248

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
innogy Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	26	¹
innogy Hungária Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	520	-181
innogy International Participations N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	6.050.116	205.758
innogy IT Magyarország Kft., Budapest/Ungarn		100	1.090	37
innogy Italia S.p.A., Mailand/Italien		100	5.428	1.238
innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	99	¹
innogy Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	¹
innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	¹
innogy Metering GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	25	¹
innogy Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	578	¹
innogy Netze Deutschland GmbH, Essen		100	497.854	¹
innogy Offshore Wind Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-2.911	-2.931
innogy Polska Contracting Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	5.419	0
innogy Polska S.A., Warschau/Polen		100	416.942	90.193
innogy Renewables Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-14.682	-3.628
innogy Renewables Beteiligungs GmbH, Essen		100	7.350	¹
innogy Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	277.049	-69.119
Innogy Renewables UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.688.264	9.462
Innogy Renewables UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.996.707	140.160
innogy SE, Essen		77	8.908.422	1.578.710
innogy Seabreeze II GmbH & Co. KG, Essen		100	33.232	697
innogy Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	4.494	4.143
innogy Solutions s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	1.103	60
innogy Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	26	¹
innogy South East Europe s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	720	-390
innogy Spain S.A.U. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			259.919	-99.823 ²
Danta de Energías, S.A., Soria/Spanien		99		
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L., Soria/Spanien		95		
General de Mantenimiento 21, S.L.U., Barcelona/Spanien		100		
Hidroeléctrica del Trasvase, S.A., Barcelona/Spanien		60		
innogy Spain, S.A.U., Barcelona/Spanien		100		
Innogy Stallingborough Limited, Swindon/Großbritannien		100	-8.451	-182
innogy Stoen Operator Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	650.485	54.845
innogy Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	¹
innogy TelNet GmbH, Essen		100	25	¹
innogy Titz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Essen		100	25	¹
innogy Wind Onshore Deutschland GmbH, Hannover		100	77.373	¹
innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		51	93.613	4.997
innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-36.316	-4.582
innogy Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	1.445	1.037
INVESTERG – Investimentos em Energias, SGPS, Lda. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			12.516	3.084 ²
INVESTERG – Investimentos em Energias, Sociedade Gestora de Participações Sociais, Lda., São João do Estoril/Portugal		100		
LUSITERG – Gestão e Produção Energética, Lda., São João do Estoril/Portugal		74		

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
iSWITCH GmbH, Essen		100	25	¹
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		75	84.184	8.343
Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	20.034	¹
Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		99	432.269	¹
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		100	696.225	¹
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	8.788	1.422
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Power AG und der PreussenElektra GmbH, Lingen (Ems)		88	144.433	-4.082
Krzecin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	17.011	519
Lechwerke AG, Augsburg		90	491.819	111.520
Leitungspartner GmbH, Düren		100	100	¹
LEW Anlagenverwaltung GmbH, Gundremmingen		100	282.071	8.854
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	456.307	1.540
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	87	¹
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	1.250	¹
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	13.342	12.118
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	139.816	¹
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	50.366	7.836
Mátra Erőmű Zártkörűen Működő Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	351.434	33.370
MI-FONDS 178, Frankfurt am Main		100	722.490	12.145
MI-FONDS F55, Frankfurt am Main		100	596.754	5.417
MI-FONDS G55, Frankfurt am Main		100	273.968	1.756
MI-FONDS J55, Frankfurt am Main		100	14.996	390
MI-FONDS K55, Frankfurt am Main		100	274.191	910
MI-FONDS G50, Frankfurt am Main	100	100	4.916.606	-83.395
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	120.341	28.385
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Halle (Saale)		100	25	¹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle (Saale)		100	4.171	¹
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40 ⁸	5.113	0
ML Wind LLP, Swindon/Großbritannien		51	90.166	8.597
NEW AG, Mönchengladbach		40 ⁴	175.895	69.137
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	95.769	20.167
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	15.857	40.627
NEW NiederrheinWasser GmbH, Viersen		100	46.613	9.870
NEW Service GmbH, Mönchengladbach		97	825	1.512
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		98	13.961	3.103
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	13.714	2.699
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen		100	8.087	¹
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	4.112	-718
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.851	2.990
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	246.141	-26.506
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	-194	28
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-226.879	6.294
Npower Group plc, Swindon/Großbritannien		100	127.310	27.957

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	108.622	-47.405
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.074.542	-216.363
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	-722.161	-34.599
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		100	312	¹
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.529	0
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	11.426	¹
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	64.183	3.140
Park Wiatrowy Opalenica Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	22.291	157
Park Wiatrowy Suwałki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	56.620	3.521
Park Wiatrowy Tychowo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	41.120	-6.200
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	34.451	-44
Plus Shipping Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	29.125	88
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	42.918	11.000
PS Energy UK Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Regenesys Technologies, Swindon/Großbritannien		100	732	7
regionetz GmbH, Eschweiler		100	37	¹
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	82.619	¹
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	¹
Rheinkraftwerk Albrück-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	31.080	1.757
Rhein-Sieg Netz GmbH, Siegburg		100	20.774	¹
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	152.182	38.059
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	57.736	22
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50 ⁴	188.010	12.295
RL Besitzgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	114.033	13.629
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen		100	353.300	24.713
RUMM Limited, Ystrad Mynach/Großbritannien		100	360	47
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	¹
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	265.164	-18.289
RWE Aktiengesellschaft, Essen			4.696.888	-1.001.451
RWE Cogen UK (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	9.989	-827
RWE Cogen UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	167.988	231
RWE Cogen UK Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE Corner Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	49.222	5.153
RWE Downstream Beteiligungs GmbH, Essen	100	100	18.117.855	8.252.629
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien		100	204	167
RWE Eemshaven Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	20	-14.751
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-54.276	-68.017
RWE Energie S.R.L., Bukarest/Rumänien		100	556	-379
RWE Energija d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	695	-1.052
RWE Enerji Töptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	5.858	-2.518
RWE Generation Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	163.387	5.559

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
RWE Generation NL B.V., Arnhem/Niederlande		100	133.728	88.139
RWE Generation NL Participations B.V., Arnhem/Niederlande		100	380.771	-1.764
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.622	¹
RWE Generation UK Holdings plc, Swindon/Großbritannien		100	1.006.799	-31.604
RWE Generation UK plc, Swindon/Großbritannien		100	1.037.166	-557.924
RWE Group Business Services GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	9.402	-2.677
RWE IT GmbH, Essen		100	22.724	¹
RWE Ljubljana d.o.o., Ljubljana/Slowenien		100	399	-1.702
RWE Markinch Limited, Swindon/Großbritannien		100	-94.401	-21.923
RWE Plin d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	178	-324
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	2.037.209	¹
RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	57.840	¹
RWE Service GmbH, Dortmund	100	100	3.476	¹
RWE Solutions Ireland Limited, Dublin/Irland		100	3.948	756
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	3.261	0
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	912.439	-171.409
RWE Supply & Trading CZ GmbH, Essen		100	100.333	343
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.778	¹
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100	411	-1.373
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	53.913	-1.478
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	8.880	1.867
RWE Technology International GmbH, Essen		100	12.463	¹
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	965	115
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.145	12
RWE Trading Americas Inc., New York City/USA		100	22.097	8.835
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	¹
RWEST Middle East Holdings B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	3.348	0
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	76.872	13.446
SARIO Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Würzburg KG, Würzburg		⁸	-10.498	292
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	15.164	1.883
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		100	2.970	¹
STADTWERKE DÜREN GMBH, Düren		50	27.457	5.993
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		51	14.868	3.678
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	1.070	-20
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	581.905	104.750
Süwag Grüne Energien und Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	6.441	¹
Süwag Vertrieb AG & Co. KG, Frankfurt am Main		100	680	¹
Syna GmbH, Frankfurt am Main		100	8.053	¹
Taciewo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	24.416	620
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	676	-59

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	4.713	366
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	5.793	1.366
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	22	¹
VKB-GmbH, Neunkirchen		50	43.114	3.389
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		100	30.894	6.327
Volta Service B.V., Schinnen/Niederlande		100	102	0
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		50	200.917	22.861
VSE Net GmbH, Saarbrücken		100	14.150	2.064
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	3.109	¹
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein		98	26.813	2.170
Východoslovenská distribučná, a.s., Košice/Slowakei		100	615.265	16.905
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei		100	70.917	6.188
Východoslovenská energetika Holding a.s., Košice/Slowakei		49 ⁴	617.430	42.207
Wendelsteinbahn GmbH, Brannenburg		100	3.612	834
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	¹
Westerwald-Netz GmbH, Betzdorf-Alsdorf		100	9.875	¹
Westnetz GmbH, Dortmund		100	240.308	¹
Windpark Kattenberg B.V., Zwolle/Niederlande		100	-37	-52
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	11.144	-212
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	898	16
WTTP B.V., Arnhem/Niederlande		100	11.654	200
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt MEAG Halle KG, Düsseldorf		⁸	-877	421

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Agenzia Carboni S.R.L., Genua/Italien		100	279	19
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen	50	100	5.113	0
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-70.051	-2.572
AQUAVENT Gesellschaft für Umwelttechnik und regenerierbare Energien mbH, Lützen		100	1.592	773
AVB GmbH, Lützen		100	14	-10
Balve Netz Verwaltung GmbH, Balve		100		³
Beteiligungsgesellschaft Werl mbH, Essen		51	326	496
bildungszentrum energie GmbH, Halle (Saale)		100	1.082	607
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen		51	2.192	88
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs-GmbH, Bad Wimpfen		100	30	1
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen		51	137	60
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, Anhausen		100	30	1
Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, Schwalmtal		66	807	0
Biogasanlage Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		99	40	4
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
COMCO MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg		95	385	204
Doggerbank Project 1A Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 1B Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 2A Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 2B Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 3A Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 3B Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 4A Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 4B Innogy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 5A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 5B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 6A RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Doggerbank Project 6B RWE Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Essen		100	17.364	-614
easyOptimize GmbH, Essen		100	24	-1
easyOptimize Service B.V., Almelo/Niederlande		100		³
EDON Group Costa Rica S.A., San José/Costa Rica		100	837	-133
Energetyka Wschód Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	74	19
Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, Leimen		75	198	14
Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, Leimen		75	27	1
energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, Siegburg		64	108	4
Energieversorgung Timmendorfer Strand GmbH & Co. KG, Timmendorfer Strand		51	3.177	140
enervolution GmbH, Bochum		100	48	51
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100	32	2
enviaM Neue Energie Management GmbH, Halle (Saale)		100	25	0
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		73	1.576	-42
Erste WEA Vetschau GmbH & Co. KG, Breklum		100	-1.184	-1.143

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
ESK GmbH, Dortmund		100	128	¹
Fernwärmeversorgung Saarlouis-Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, Saarlouis		100	7.567	¹
"Finelectra" Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG, Hausen/Schweiz		100	11.491	553
FUCATUS Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Recklinghausen KG, Düsseldorf		94	0	0
Fundacja innogy w Polsce, Warschau/Polen		100	46	-125
GBV Dreiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GBV Einunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	30	¹
GBV Neunundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	¹
GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	292	-20
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	37	1
GWE-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Eppelborn		100	147	173
GWE-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Eppelborn		100	34	1
GWG Kommunal GmbH, Grevembroich		100	100	-468
GWS Netz GmbH, Schwalbach		100	50	-2
Harryburn Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		³
Hospitec Facility Management im Krankenhaus GmbH, Saarbrücken		100	-101	-31
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Barcelona/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mbH, Hannover		100	12	-19
innogy Consulting GmbH, Essen		100	1.555	¹
innogy Corporate Ventures GmbH, Essen		100		³
innogy Dritte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
innogy Energetyka Zachód Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	117	13
innogy Erste Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
INNOGY INNOVATION CENTER LTD, Tel Aviv/Israel		100		³
innogy Middle East & North Africa Ltd., Dubai/Ver. Arab. Emirate		100	1.602	-1.488
innogy New Ventures LLC, Menlo Park/USA		100	24.295	-3.935
innogy Offshore Wind Netherlands Participations I B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
innogy Offshore Wind Netherlands Participations II B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
innogy Offshore Wind Netherlands Participations III B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
innogy Offshore Wind Netherlands Participations IV B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
innogy Polska Solutions Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	146	-5
Innogy Renewables Ireland Limited, Dublin/Irland		100		³
Innogy Renewables US LLC, Delaware/USA		100	58.022	-649
innogy Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Essen		100	45	6
innogy solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	10	0
innogy Stiftung für Energie und Gesellschaft gGmbH, Essen		100	58.072	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
innogy Turkey Enerji Anonim Şirketi, Istanbul/Türkei		100		3
Innogy US Renewable Projects LLC, Delaware/USA		100	0	0
innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		51	40	1
innogy Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Essen		100	9.800	-89
innogy Windpark Eschweiler Verwaltungs GmbH, Essen		100	35	-3
innogy Windpark Jüchen A44n GmbH & Co. KG, Essen		100		3
Innogy Windpark Jüchen A44n Verwaltungs GmbH, Essen		100		3
innogy Zweite Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		3
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	607	176
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	29	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, Saarbrücken		100	134	16
Lech Energie Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		100		3
Lech Energie Verwaltung GmbH, Augsburg		100		3
Lemonbeat GmbH, Dortmund		100	21	-4
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, Lößnitz		100	12	-3
Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, Lößnitz		100	27	0
Mátra Erőmű Közponi Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	3.277	50
Middlemoor Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Halle (Saale)		100	25	1
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100	22	-1
Netzgesellschaft Hüllhorst Verwaltung GmbH, Hüllhorst		100		3
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	1
NEW b_gas Eicken GmbH, Schwalmtal		100	-890	38
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		95	414	-29
NEW Schwalm-Nette Netz GmbH, Viersen		100	25	0
NEW Windenergie Verwaltung GmbH, Mönchengladbach		100		3
NEW Windpark Linnich GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		100		3
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Npower Northern Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRF Neue Regionale Fortbildung GmbH, Halle (Saale)		100	164	32
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, Oschatz		75	1.880	536
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, Oschatz		100	26	0
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.046	-67
Park Wiatrowy Elk Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	6	-756
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.783	-45
Park Wiatrowy Mściwojów Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.909	-45
Park Wiatrowy Prudziszki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-233	-243
Park Wiatrowy Śmigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.521	-38
Park Wiatrowy Żnin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.224	-46
PI E & P Holding Limited, George Town/Cayman Islands		100	5.177	0
PI E & P US Holding LLC, New York City/USA		100	5.164	-12
Powerhouse Energy Solutions S.L., Madrid/Spanien		100	-1	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Projecta 5 – Entwicklungsgesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Saarbrücken		100	8	-4
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100	267	-12
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
REV LNG SSL BC LLC, Ulysses/USA		85	4.132	-68
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	5.369	¹
rhenagbau GmbH, Köln		100	1.258	¹
ROTARY-MATRA Kútúró és Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	804	1
Rowantree Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	1.141	84
RWE Australia Pty. Ltd., Brisbane/Australien		100	100	137
RWE Innogy Galloper 1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.041	-885
RWE Innogy Galloper 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.041	-885
RWE Innogy Serbia d.o.o., Belgrad/Serbien		100	0	-1
RWE NSW PTY LTD, Sydney/Australien		100		³
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.757	34
RWE Power Climate Protection China GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Power Climate Protection Clean Energy Technology (Beijing) Co., Ltd., Beijing/China		100	2.201	29
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	¹
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	55	9
RWE Power International Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	0	0
RWE Rhein Oel Ltd., London/Großbritannien		100	-1	0
RWE SUPPLY TRADING TURKEY ENERJI ANONIM SIRKETI, Istanbul/Türkei		100	613	-35
RWE Teplárna Náchod, s.r.o., Náchod/Tschechien		100	7	0
RWE Trading Services Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.176	77
RWE-EnBW Magyarország Energiaszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		70	372	12
RWEST PI FRE Holding LLC, New York City/USA		100	11.046	-5.540
RWEST PI LNG HOLDING LLC, New York City/USA		100	6.364	0
RWEST PI LNG 1 LLC, New York City/USA		100	1.514	0
RWEST PI LNG 2 LLC, New York City/USA		100	5.334	0
RWEST PI WALDEN HOLDING LLC, New York City/USA		100	7.188	-31
RWEST PI WALDEN 1 LLC, New York City/USA		100	7.190	0
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Scharbeutz		51	4.380	213
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	239	72
SEG Solarenergie Guben GmbH & Co. KG, Guben		100		³
SSE RENEWABLES (GALLOPER) NO. 1 LIMITED, Swindon/Großbritannien		100	-3.357	-3.527
SSE RENEWABLES (GALLOPER) NO. 2 LIMITED, Swindon/Großbritannien		100	-3.357	-3.527
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, Mönchengladbach		100	51	-6
Stadtwerke Siegburg GmbH & Co. KG, Siegburg		100	100	0
Stadtwerke Siegburg Verwaltungs GmbH, Siegburg		100	25	0
Stadtwerke Verl Netz Verwaltungs GmbH, Verl		100		³
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		100	5	-5

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Stromnetz Gersthofen Verwaltung GmbH, Gersthofen		100	22	-3
Süwag Vertrieb Management GmbH, Frankfurt am Main		100	26	0
Thermolux S.a.r.l., Luxemburg/Luxemburg		100	98	-484
Thyssengas-Unterstützungskasse GmbH, Dortmund		100	53	-26
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	3.621	1.040
Versuchatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	542	31
Verwaltungsgesellschaft Energieversorgung Timmendorfer Strand mbH, Timmendorfer Strand		51	26	1
Verwaltungsgesellschaft Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH, Scharbeutz		51	26	1
VKN Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Ensdorf		51	51	1
VKN Saar Gesellschaft für Verwertung von Kraftwerksnebenprodukten und Ersatzbrennstoffen mbH & Co. KG, Ensdorf		51	-94	-111
Volta Solar B.V., Heerlen/Niederlande		95		³
VSE – Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	2.800	40
VSE – Windpark Merchingen VerwaltungsgmbH, Saarbrücken		100	62	1
VSE Agentur GmbH, Saarbrücken		100	15	-1
VSE Call centrum, s.r.o., Košice/Slowakei		100	72	17
VSE Ekoenergia, s.r.o., Košice/Slowakei		100	92	-39
VSE-Stiftung gGmbH, Saarbrücken		100	2.578	-17
Wadersloh Netz Verwaltungs GmbH, Wadersloh		100		³
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	31	-179
WIJA GmbH, Bad Neuenahr-Ahrweiler		100	454	-66
Windkraft Hochheim GmbH & Co. KG, Hochheim		100	2.750	263
Windpark Eschweiler Beteiligungs GmbH, Stolberg		59		³
Windpark Verwaltungsgesellschaft mbH, Lützen		100	31	1
YE Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Zweite WEA Vetschau GmbH & Co. KG, Breklum		100	-51	-48
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Naumburg KG, Düsseldorf		⁸	-788	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

III. Gemeinschaftliche Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
EnergieRegion Taunus – Goldener Grund – GmbH & Co. KG, Bad Camberg		49	29.873	1.739
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		49	4.149	1.118
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	1.278.354	105.750
Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim		49	3.682	1.193
Netzgesellschaft Südwestfalen mbH & Co. KG, Netphen		49	12.264	0
N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/ Niederlande		30	48.262	6.674

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

IV. Verbundene Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
EnergieRegion Taunus – Goldener Grund Verwaltungsgesellschaft mbH, Bad Camberg		100	26	1

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

V. Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51 ⁵	37.092	37
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	101.713	14.400
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61 ⁵	6.534	392
Budapesti Disz- es Közvilágítási Korlátolt Felelőségi Társaság, Budapest/Ungarn		50	29.988	765
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	200.443	19.860
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		33	6.232	3.285
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	33.588	12.572
Galloper Wind Farm Holdco Limited, Swindon/Großbritannien		25	-33.673	3.370
Gwynt Y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	-1.005	-1.686
Innogy Venture Capital GmbH, Dortmund		75 ⁵	397	80
Konsortium Energieversorgung Opel beschränkt haftende oHG, Karlstein		67 ⁵	36.308	5.308
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mbH, Neuss		50	180	-18
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		75 ⁵	5.752	538
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	430	11
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	-1.982	2.697 ²
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	26.401	3.641
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	13.471	0
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, Günzburg		49	2.999	150
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		30	19.430	2.992
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	17.807	7.374 ²
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	13.067	-6.183
URANIT GmbH, Jülich		50	71.343	111.310
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	187.134	23.348

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss
3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	1.576.100	171.300
ATBERG – Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	3.689	316
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21), Dortmund		40	157.589	39.115
EnergieServicePlus GmbH, Düsseldorf		49	704	4
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	16.272	617
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.961	0
Energieversorgung Oberhausen AG, Oberhausen		10 ⁶	4.331	11.192
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	32.915	0
e-regio GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	82.712	28.693
EWR Aktiengesellschaft, Worms		2 ⁶	74.307	7.914
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		50	135.649	7.941
EWR GmbH – Energie und Wasser für Remscheid, Remscheid		20	83.816	12.767
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	9.655	1.360
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach GmbH, Bous		49	13.693	2.734
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	31.612	26.621 ²
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	114.141	6.647
HIDROERG – Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	11.209	1.125
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Essen		78 ⁵	21.782	-11.072
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	827.429	89.971 ²
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13 ⁶	773.142	89.889
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	32.234	8.192
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG, Neunkirchen		29	72.983	9.769
MAINGAU Energie GmbH, Obertshausen		47	29.650	9.174
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		49	21.829	0
Mingas-Power GmbH, Essen		40	6.979	6.310
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		27	5.145	398
PEARL PETROLEUM COMPANY LIMITED, Road Town/Britische Jungferninseln		10 ⁷	2.732	0
Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen		27	203.148	12.864
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	38.138	1.913
Propan Rheingas GmbH & Co KG, Brühl		30	6.838	685
Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Recklinghausen		50	16.854	1.136
RheinEnergie AG, Köln		20	886.918	154.626
Rhein-Main-Donau AG, München		22	110.169	0
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg Baden		50	59.339	2.809
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	24.436	4.436
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	32.797	4.225
SSW Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG, St. Wendel		50	20.215	2.100
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	16.990	3.044
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg (Saale)		45	31.859	5.315
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	19.939	1.654
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	184.636	0
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	0
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	124.866	24.920

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	11.304	2.324
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	0
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn		49	2.134	248
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	13.903	1.934
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	21.392	4.520
Stadtwerke Merzig GmbH, Merzig		50	15.906	3.118
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	9.687
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	5.324	2.201
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	51.982	4.471
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach im Vogtland		24	13.339	1.689
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	36.022	4.535
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		50	82.005	0
Stadtwerke Weißenfels GmbH, Weißenfels		24	23.333	3.489
Stadtwerke Willich GmbH, Willich		25	13.981	0
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	20.734	2.950
SWTE Netz GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		33	23.836	-231
Vliegasonie B.V., De Bilt/Niederlande		60 ⁵	11.392	-856
Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel GmbH, St. Wendel		28	22.093	1.606
wbm Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	24.417	5.713
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		31	2.047	3.378
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	42.360	7.339

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Hürth		33	446	216
Ascent Energy LLC, Wilmington/USA		46		³
Awotec Gebäude Servicegesellschaft mbH, Saarbrücken		48	84	-1
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert GmbH, St. Ingbert		49	80	1
Bayerische Ray Energietechnik GmbH, Garching		49	427	154
Biogas Wassenberg GmbH & Co. KG, Wassenberg		32	1.179	123
Biogas Wassenberg Verwaltungs GmbH, Wassenberg		32	37	1
Breer Gebäudedienste Heidelberg GmbH, Heidelberg		45	280	89
Breitband-Infrastrukturgesellschaft Cochem-Zell mbH, Cochem		21	-638	-220
Brüggen.E-Netz GmbH & Co. KG, Brüggen		25	1.000	0
Brüggen.E-Netz Verwaltungs-GmbH, Brüggen		25	27	2
CARBON CDM Korea Ltd. (i.L.), Seoul/Südkorea		49	-2.171	-100
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	2.056	1.395
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	-355	-1.716
CECEP Ningxia New Energy Resources Joint Stock Co., Ltd., Yinchuan/China		25	20.152	392
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, Schmalkalden		33	252	15
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Gorleben		31	555	44
Dii GmbH, München		20	875	-872
Doggerbank Project 1 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 2 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 3 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 4 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 5 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 6 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Dorsten Netz GmbH & Co. KG, Dorsten		49	5.828	856
EfD Energie-für-Dich GmbH, Potsdam		49	28	3
ELE-GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		49	69	44
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, Bottrop		50	54	19
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	801	276
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	91.306	3.775
Elsta B.V. & CO C.V., Middelburg/Niederlande		25	91.938	37.837
Energie BOL GmbH, Ottersweier		50	32	3
Energie Mechnich GmbH & Co. KG, Mechnich		49	3.743	350
Energie Mechnich Verwaltungs-GmbH, Mechnich		49	29	2
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		33	26	1
Energie Rur-Erft GmbH & Co. KG, Essen		21	25	1.020
Energie Rur-Erft Verwaltungs-GmbH, Essen		21	28	1
Energie Schmallenberg GmbH, Schmallenberg		44	28	2
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	29	4
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40	49	12
Energiepartner Hermeskeil GmbH, Hermeskeil		20	38	20
Energiepartner Kerpen GmbH, Kerpen		49	26	0
Energiepartner Projekt GmbH, Essen		49	25	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, Kreuztal		40	25	1
Energiepartner Wesseling GmbH, Wesseling		30	27	2
Energie-Service-Saar GmbH, Völklingen		50	-1.790	-24
Energieversorgung Bad Bentheim GmbH & Co. KG, Bad Bentheim		25	2.911	558
Energieversorgung Bad Bentheim Verwaltungs-GmbH, Bad Bentheim		25	29	2
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		34	5.207	2.171
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		34	56	2
Energieversorgung Horstmar/Laer GmbH & Co. KG, Horstmar		49	2.556	340
Energieversorgung Kranenburg Netze GmbH & Co. KG, Kranenburg		25	1.206	206
Energieversorgung Kranenburg Netze Verwaltungs GmbH, Kranenburg		25	27	2
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	3.007	969
Energieversorgung Niederkassel GmbH & Co. KG, Niederkassel		49	2.745	192
Energieversorgung Oelde GmbH, Oelde		25	7.388	1.813
Energotel, a.s., Bratislava/Slowakei		20	9.422	1.562
ENERVENTIS GmbH & Co. KG, Saarbrücken		33	1.090	162
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	430	-5
Erdgasversorgung Schwalmatal GmbH & Co. KG, Viersen		50	3.109	1.515
Erdgasversorgung Schwalmatal Verwaltungs-GmbH, Viersen		50	36	1
Esta V.O.F., Ridderkerk/Niederlande		50		³
evm Windpark Höhn GmbH & Co. KG, Höhn		33	0	-77
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, Baesweiler		45	2.047	799
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, Baesweiler		45	29	1
FAMOS – Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	97	-9
Fassi Coal Pty. Ltd., Newcastle – Rutherford/Australien		40	-8.042	0
Fernwärmeverorgung Zwönitz GmbH, Zwönitz		50	3.115	246
First River Energy LLC, Denver/USA		26	1.821	-52.648 ²
Forewind Limited, Swindon/Großbritannien		25	205	-631
Foton Technik Sp. z o.o., Warschau/Polen		50	132	-69
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	34	0
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Kerken		49	4.988	745
Gas-Netzgesellschaft Eldorf GmbH & Co. KG, Eldorf		49		³
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen Verwaltungs-GmbH, Kerpen		49	29	2
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt mbH & Co. KG, Saulheim		49	2.228	869
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt Verwaltung mbH, Wörrstadt		49	30	2
Geiger Netzbau GmbH, Mindelheim		49		³
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze GmbH & Co. KG, Bad Sassendorf		25	2.142	315
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze Verwaltung GmbH, Bad Sassendorf		25	27	2
Gemeindewerke Bissendorf Netz GmbH & Co. KG, Bissendorf		49	511	0
Gemeindewerke Bissendorf Netz Verwaltungs-GmbH, Bissendorf		49	26	0
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	6.764	52
Gemeindewerke Namborn GmbH, Namborn		49	800	101
Gemeinschaftswerk Hattingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		52	2.045	-1.293
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	76	8
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		31	54	3

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Gichtgaskraftwerk Dillingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	29.544	4.159
GISA GmbH, Halle (Saale)		24	8.049	2.449
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Köln		50	51	-3
G & L Gastro-Service GmbH, Augsburg		35		³
GNEE Gesellschaft zur Nutzung erneuerbarer Energien mbH Freisen, Freisen		49	13	-5
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	57.027	2.630
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	37	1
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, Stolberg		49	662	35
Green Solar Herzogenrath GmbH, Herzogenrath		45	3.822	404
Greenergetic GmbH, Bielefeld		27	-191	-1.750
Greenplug GmbH, Hamburg		49	613	-10
HaseNetz GmbH & Co. KG, Gehrde		25	25	0
HCL Netze GmbH & Co. KG, Herzebrock-Clarholz		25	2.813	-3
Heizkraftwerk Zwickau Süd GmbH & Co. KG, Zwickau		40	1.814	502
Hochsauerland Netze GmbH & Co. KG, Meschede		25	5.363	1.233
Hochsauerland Netze Verwaltung GmbH, Meschede		25	26	1
Homepower Retail Limited, Swindon/Großbritannien		50	-26.127	0
Humada Holdings Inc., Palo Alto/USA		40		³
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		30	890	10
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	678	80
KAWAG AG & Co. KG, Pleidelsheim		49	10.542	536
KAWAG Netze GmbH & Co. KG, Abstatt		49	2.328	142
KAWAG Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Abstatt		49	28	1
KDT Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	1.224	83
KEN Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	51	0
KEN GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.786	-143
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		50	2.286	570
Kiwigrd GmbH, Dresden		20	-4.222	-2.320
KlickEnergie GmbH & Co. KG, Neuss		65	-1.146	-1.636
KlickEnergie Verwaltungs-GmbH, Neuss		65	22	-1
K-net GmbH, Kaiserslautern		25	1.242	108
KnGrid, Inc., Laguna Hills/USA		42		³
Kommunale Dienste Marpingen GmbH, Marpingen		49	2.681	-148
Kommunale Netzgesellschaft Steinheim a. d. Murr GmbH & Co. KG, Steinheim a. d. Murr		49	4.951	331
Kommunalwerk Rudersberg GmbH & Co. KG, Rudersberg		50	161	8
Kommunalwerk Rudersberg Verwaltungs-GmbH, Rudersberg		50	24	1
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
Kraftwerk Voerde beschränkt haftende OHG, Voerde		25	4.320	356
Kraftwerk Wehrden GmbH, Völklingen		33	30	0
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		31	538	26
KSP Kommunaler Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	150	73
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Bergheim		50	56	-4
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	39	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH, Köln		75	54	28
LDO Coal Pty. Ltd., Ruthersford/Australien		40	-1.649	-74
Mainzer Wärme PLUS GmbH, Mainz		45	2.190	420
Metering Süd GmbH & Co. KG, Augsburg		42		³
MNG Stromnetze GmbH & Co. KG, Lüdinghausen		25	19.534	1.935
MNG Stromnetze Verwaltungs GmbH, Lüdinghausen		25	27	2
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	3.515	-15
Murrhardt Netz AG & Co. KG, Murrhardt		49	2.790	3
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		25	160	-1
Netzanbindung Twel OHG, Cuxhaven		25	710	-13
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, Bühlertal		50	2.296	159
Netzgesellschaft Elsdorf Verwaltungs-GmbH, Elsdorf		49	25	2
Netzgesellschaft Grimma GmbH & Co. KG, Grimma		49	7.670	569
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, Korb		50	1.417	99
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, Korb		50	27	1
Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim Verwaltungs-GmbH, Bergheim		49	28	2
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, Lauf		50	758	53
Netzgesellschaft Leutenbach GmbH & Co. KG, Leutenbach		50	1.531	108
Netzgesellschaft Leutenbach Verwaltungs-GmbH, Leutenbach		50	26	1
Netzgesellschaft Maifeld GmbH & Co. KG, Polch		49	6.176	0
Netzgesellschaft Maifeld Verwaltungs GmbH, Polch		49	26	0
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, Ottersweier		50	2.027	145
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49	3.261	469
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49	27	0
NiersEnergieNetze GmbH & Co. KG, Kevelaer		51	6.211	551
NiersEnergieNetze Verwaltungs-GmbH, Kevelaer		51	27	2
Novenerg limited liability company for energy activities, Zagreb/Kroatien		50	100	-1
Offshore Trassenplanungs-GmbH OTP i.L., Hannover		50	168	0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, Peißenberg		50	1.438	-99
prego services GmbH, Saarbrücken		50	-7.722	567
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	49	2
Qualitas-AMS GmbH, Siegen		38		³
Recklinghausen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Recklinghausen		49	26	1
Renergie Stadt Wittlich GmbH, Wittlich		30	23	2
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.273	405
RurEnergie GmbH, Düren		30	5.846	-83
Rusheen – RWE Commercialisation Partners Limited, Swindon/Großbritannien		33		³
RWE Power International Middle East LLC, Dubai/Ver. Arab. Emirate		49	-1.838	-939
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		49	4.826	170
Selm Netz GmbH & Co. KG, Selm		25	3.225	0
SHS Ventures GmbH & Co. KGaA, Völklingen		50		³
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	47	1
SolarProjekt Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		50	431	-18
SPX, s.r.o., Žilina/Slowakei		33	131	10

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund

gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	120	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	0
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	5.152	1.102
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	1.526	-1.311
Stadtwerke – Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	5.358	1.151
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		36	11.086	0
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	12.415	1.394
Stadtwerke Dillingen/Saar GmbH, Dillingen		49	6.411	1.756
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		25	3.167	546
Stadtwerke Geseke Netze GmbH & Co. KG, Geseke		25	2.377	0
Stadtwerke Geseke Netze Verwaltung GmbH, Geseke		25	25	0
Stadtwerke Goch Netze GmbH & Co. KG, Goch		25	1.319	319
Stadtwerke Goch Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Goch		25	27	2
Stadtwerke Haan GmbH, Haan		25	20.725	1.875
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	8.051	300
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	6.792	1.295
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.543	362
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg/Erzgeb.		28	14.325	1.263
Stadtwerke Steinfurt GmbH, Steinfurt		33	10.695	300
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	14.382	3.146
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	4.989	101
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	4.103	671
Stadtwerke Waltrop Netz GmbH & Co. KG, Waltrop		25	2.543	-1
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	7.902	618
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	6.735	0
STEAG – Kraftwerksbetriebsgesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		21	324	0
STEAG Windpark Ullersdorf GmbH & Co. KG, Jamlitz		21	20.160	2.410
Stromnetz Diez GmbH & Co. KG, Diez		25	1.383	95
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Diez		25	29	1
Stromnetz Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		25	3.796	5
Stromnetz Günzburg Verwaltungs GmbH, Günzburg		49	28	1
Stromnetz Hofheim GmbH & Co. KG, Hofheim		49	3.455	255
Stromnetz Hofheim Verwaltungs GmbH, Hofheim		49	26	1
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen GmbH & Co. KG, Katzenelnbogen		49	2.275	174
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen Verwaltungsgesellschaft mbH, Katzenelnbogen		49	27	1
Stromnetz VG Diez GmbH & Co. KG, Altendiez		49	2.403	176
Stromnetz VG Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Altendiez		49	28	1
Strom-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, Elsdorf		49	3.611	418
Stromnetzgesellschaft Gescher GmbH & Co. KG, Gescher		25		³
Strom-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		49	4.803	693
Strom-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen Verwaltungs-GmbH, Kerpen		49	28	2
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus mbH & Co. KG, Neuenhaus		49	1.000	345

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus Verwaltungs-GmbH, Neuenhaus		49	25	0
Stromnetzgesellschaft Neunkirchen-Seelscheid mbH & Co. KG, Neunkirchen-Seelscheid		49	2.625	313
Stromnetzgesellschaft Schwalmtal mbH & Co. KG, Schwalmtal		51	3.578	582
Stromverwaltung Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		51	28	2
Südwestfalen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Netphen		49	25	0
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.703	279
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	34	1
SWT trilan GmbH, Trier		26	1.203	478
SWTE Netz Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		33	24	0
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		47	11.477	2.531
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	91	14 ²
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
TNA Talsperren- und Grundwasser-Aufbereitungs- und Vertriebsgesellschaft mbH, Saarbrücken		23	969	127
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	2.339	630
TRANSELEKTRO, s.r.o., Košice/Slowakei		26	627	-51
TWE Technische Werke der Gemeinde Ens Dorf GmbH, Ens Dorf		49	2.004	69
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	6.283	1.009
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler GmbH, Merchweiler		49	2.027	135
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	148	-5
TWRS Technische Werke der Gemeinde Rehlingen-Siersburg GmbH, Rehlingen		35	4.802	136
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		25	0	-200
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.134	41
Untermain EnergieProjekt AG & Co. KG, Kelsterbach		49	1.958	146
Untermain Erneuerbare Energien Verwaltungs-GmbH, Raunheim		25	31	2
VEM Neue Energie Muldental GmbH & Co. KG, Markkleeberg		50	6	-4
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	906	509
Verwaltungsgesellschaft Dorsten Netz mbH, Dorsten		49	27	2
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	25	0
Verwaltungsgesellschaft GW Dillingen mbH, Saarbrücken		25	174	7
Voltaris GmbH, Maxdorf		50	933	150
WALDEN GREEN ENERGY LLC, New York City/USA		61	5.396	-818 ²
Wärmeversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		50		³
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	916	96
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Markkleeberg OT Wachau		49	91	-1
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		49	1.449	61
Wasserverbund Niederrhein Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Krefeld		42	10.805	538
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	134	6
Wasserzweckverband der Gemeinde Nalbach, Nalbach		49	1.736	47
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	12.243	0
Windenergie Briesensee GmbH, Neu Zauche		50	1.434	1.181
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		41	6.264	202
Windenergie Merzig GmbH, Merzig		20	3.515	276

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Windenergiepark Heidenrod GmbH, Heidenrod		51	11.871	865
Windkraft Jerichow – Mangelsdorf I GmbH & Co. KG, Jerichow		25	4.163	652
Windpark Borssele I & II B.V., Amsterdam/Niederlande		50		³
Windpark Borssele I & II C.V., Amsterdam/Niederlande		50		³
Windpark Jüchen GmbH & Co. KG, Essen		21	2.385	276
Windpark Losheim-Britten GmbH, Losheim am See		50	1.991	22
Windpark Nohfelden-Eisen GmbH, Nohfelden		50	3.468	-57
Windpark Oberthal GmbH, Oberthal		35	4.673	281
Windpark Perl GmbH, Perl		42	8.229	478
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	898	248
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		45	520	20
Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Köln		50	52.558	2.654
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		25	8.295	1.673
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim		50	5.083	405
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.486	236
WWW Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.516	166

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	36	36	445.421	105.247
Aurica AG, Aarau/Schweiz		8	107	0
BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH, Wipperfürth		19	28.847	5.892
BFG-Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	9.675	-1.201
BIDGELY Inc., Sunnyvale/USA		5	10.512	-5.235
Blackhawk Mining LLC, Lexington/USA		6	-47.746	-190.829 ²
Bürgerenergie Untermain e.G., Kelsterbach		4	59	14
CELP II Chrysalix Energy II US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	14.483	-421
CELP III Chrysalix Energy III US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	121.838	28.587
Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH, Kaiserslautern		4	15.473	1.127
Die BürgerEnergie eG, Dortmund		0	1.750	85
Dry Bulk Partners 2013 LP, Grand Cayman/Cayman Islands		25	5.485	-4.961
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	461.046	77.029
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		14	17	6
Energiegenossenschaft Chemnitz-Zwickau eG, Chemnitz		7	553	25
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, Neunkirchen		1	400	-5
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	27.079	4.844
Entwicklungsgesellschaft Neu-Oberhausen mbH-ENO, Oberhausen		2	627	-1.010
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	332	63
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	64	1
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	41.000	44.282
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Arnsberg GmbH, Arnsberg		7	130	73
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	698	-120
GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH, Köln		15	45.277	1.072
Heliatek GmbH, Dresden		14	8.414	-7.701
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	65.314	0
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK Gesellschaft mit beschränkter Haftung (HKG). Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Hsubject GmbH, Berlin		17	338	-2.145
INDI Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		30		³
Intertrust Technologies Corporation, Sunnyvale/USA		10	121	-16
IZES gGmbH, Saarbrücken		8	624	2
KEV Energie GmbH, Kall		2	457	0
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH, Kall		2	12.098	4.500
LEW Bürgerenergie e.G., Augsburg		0	1.724	45
Move24 Group GmbH, Berlin		5	7.964	-1.628
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Neue Energie Ostelbien eG, Arzberg		29		³
Neustromland GmbH & Co. KG, Saarbrücken		5	2.757	128
Nordsee One GmbH, Hamburg		15	46.436	-13.148

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Nordsee Three GmbH, Hamburg		15	20	5
Nordsee Two GmbH, Hamburg		15	20	5
Ökostrom Saar Biogas Losheim KG, Merzig		10	-206	61
OPPENHEIM PRIVATE EQUITY Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	29	29	676	1.862
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	53	0
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	499	-1
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	134	0
Parque Eólico Sagitario, S.L., Oviedo/Spanien		10	124	0
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	15.736	1.427
People Power Company, Redwood City/USA		5	934	-2.405
Planet OS Inc., Sunnyvale/USA		9	-2.264	-2.091 ²
pro regionale energie eG, Diez		2	1.383	49
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	65	0
PSI AG für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin		18	82.733	5.244
REV LNG LLC, Ulysses/USA		5	3.239	135 ²
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	2.610	426
SALUS Grundstücks-Vermietungsges. mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	5	15
Sdružení k vytvoření a využívání digitální technické mapy města Pardubice, Pardubice/Tschechien		12	1	0
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		17	1.326	209
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	127	7
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		13	13.448	-1.499
SET Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	18.115	1.179
Solarpark Freisen "Auf der Schwann" GmbH, Nohfelden		15	380	68
Solarpark St. Wendel GmbH, St. Wendel		15	1.133	170
SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		2	318	17
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	50	7
Stadtwerke Delitzsch GmbH, Delitzsch		18	14.937	2.467
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG, Telgte		3	32.121	4.639
Stadtwerke Porta Westfalica GmbH, Porta Westfalica		12	15.566	810
Stadtwerke Sulzbach GmbH, Sulzbach		15	11.431	2.106
Stadtwerke Tecklenburger Land Energie GmbH, Ibbenbüren		15	-1.913	-1.197
Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		1	131	-106
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	1.674
Stadtwerke Völklingen Vertrieb GmbH, Völklingen		18	7.301	3.452
Stem Inc., Milbrae/USA		12	611	-1.825
Store-X storage capacity exchange GmbH, Leipzig		12	468	168 ²
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	36.256	0
SWTE Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		1	24	0
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	1.269	198
Telecom Plus plc, London/Großbritannien		1	231.588	38.622 ²
TGZ Halle TECHNOLOGIE- UND GRÜNDERZENTRUM HALLE GmbH, Halle (Saale)		15	14.498	51

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	direkt	gesamt		
Transport- und Frischbeton-Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Co. Kommanditgesellschaft Aachen, Aachen		17	390	149
Trianel Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, Aachen		2		³
Trianel GmbH, Aachen		3	88.077	124
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	2.037	892
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	32	12
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	85.123	0
Untermain Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, Raunheim		17	22	-16
WASSERWERKE PADERBORN GmbH, Paderborn		10	24.105	0
WiN Emscher-Lippe Gesellschaft zur Strukturverbesserung mbH, Herten		2	129	-320
Windenergie Schermbeck-Rüste GmbH & Co. KG, Schermbeck		14		³
Windenergie Schermbeck-Rüste Verwaltungsgesellschaft mbH, Schermbeck		14		³
Windpark Mengerskirchen GmbH, Mengerskirchen		15	3.013	327
Windpark Saar GmbH & Co. Repower KG, Freisen		10	9.566	1.139
Windpark Saar 2016 GmbH & Co. KG, Freisen		15		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

5 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen

7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung

8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2016 in %	Anteil 31.12.2015 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Bakker CV Installatietechnik B.V., Zwaagdijk/Niederlande	100		100
EGD-Energiewacht Facilities B.V., Assen/Niederlande	100		100
Energiewacht Facilities B.V., Zwolle/Niederlande	100		100
Energiewacht Steenwijk B.V., Zwolle/Niederlande	100		100
Energiewacht VKI B.V., Dalftsen/Niederlande	100		100
Energiewacht West Nederland B.V., Assen/Niederlande	100		100
Energiewacht-A.G.A.S.-Deventer B.V., Deventer/Niederlande	100		100
Energiewacht-Gazo B.V., Zwolle/Niederlande	100		100
GasWacht Friesland B.V., Gorredijk/Niederlande	100		100
GasWacht Friesland Facilities B.V., Leeuwarden/Niederlande	100		100
GBV Dreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100		100
Mercurius Klimaatbeheersing B.V., Assen/Niederlande	100		100
N.V. Energiewacht-Groep, Zwolle/Niederlande	100		100
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
RWE Generation NL B.V., Arnhem/Niederlande	100		100
Sebukro B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Wechsel von Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind, zu verbundenen Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
EGG Holding B.V., Meppel/Niederlande	100	50	50
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
LYNEMOUTH POWER LIMITED, Northumberland/Großbritannien		100	-100
RWE Energy Beteiligungsverwaltung Luxemburg S.A.R.L., Luxemburg/Luxemburg		100	-100
Batsworthy Cross Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-100
Oval (2205) Limited, Swindon/Großbritannien		100	-100
Abgänge assoziierter Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Enovos International S. A., Luxemburg/Luxemburg		18	-18
Zephyr Investments Limited, Swindon/Großbritannien		33	-33
Anteilsveränderungen ohne Wechsel des Beherrschungsstatus			
Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken	100	63	37
innogy SE, Essen	77	100	-23
Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg	40	40	0
Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
SWTE Netz GmbH & Co. KG, Ibbenbüren	33	98	-65
Vliegiasunie B.V., De Bilt/Niederlande	60	43	17

3.8 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 28. Februar 2017

Aufsichtsrat

Dr. Werner Brandt

Bad Homburg

Vorsitzender seit: 20. April 2016

Unternehmensberater

Geburtsjahr: 1954

Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- Deutsche Lufthansa AG
- innogy SE (Vorsitz)
- OSRAM Licht AG
- ProSiebenSat.1 Media SE (Vorsitz)

Dr. Manfred Schneider²

Köln

Vorsitzender bis: 20. April 2016

Geburtsjahr: 1938

Mitglied bis: 20. April 2016

Mandate:

- Linde AG (Vorsitz)

Frank Bsirske¹

Berlin

Stellvertretender Vorsitzender

Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft

Geburtsjahr: 1952

Mitglied seit: 9. Januar 2001

Mandate:

- Deutsche Bank AG
- Deutsche Postbank AG
- IBM Central Holding GmbH
- innogy SE
- KfW Bankengruppe

Reiner Böhle¹

Witten

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der Westnetz GmbH,

Konzernbetriebsratsvorsitzender der innogy SE

Geburtsjahr: 1960

Mitglied seit: 1. Januar 2013

Mandate:

- innogy SE

Sandra Bossemeyer¹

Duisburg

Betriebsratsvorsitzende der RWE AG,

Schwerbehindertenvertreterin

Geburtsjahr: 1965

Mitglied seit: 20. April 2016

Dieter Faust^{1,2}

Eschweiler

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1958

Mitglied bis: 20. April 2016

Mandate:

- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Roger Graef²

Bollendorf

Geschäftsführer des Verbands der kommunalen

RWE-Aktionäre GmbH

Geburtsjahr: 1943

Mitglied bis: 20. April 2016

Arno Hahn¹

Waldalgesheim

Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der innogy SE

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 1. Juli 2012

Mandate:

- innogy SE

Andreas Henrich¹

Mülheim an der Ruhr

Leiter Human Resources der RWE AG

Geburtsjahr: 1956

Mitglied seit: 20. April 2016

Maria van der Hoeven²

Maastricht

Ehem. Executive Director der International Energy Agency

Geburtsjahr: 1949

Mitglied vom 20. April 2016 bis 14. Oktober 2016

Mandate:

- Total S.A.

Manfred Holz^{1,2}

Grevenbroich

Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1954

Mitglied bis: 20. April 2016

Mandate:

- RWE Generation SE

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Hans-Peter Keitel

Essen

Ehem. Vorsitzender des Vorstands der HOCHTIEF AG

Geburtsjahr: 1947

Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- Airbus Defence and Space GmbH
- National-Bank AG
- ThyssenKrupp AG
- Voith GmbH (Vorsitz)
- Airbus Group SE

Mag. Dr. h.c. Monika Kircher

Pörschach (Österreich)

Senior Director Industrial Affairs bei Infineon Technologies

Austria AG

Geburtsjahr: 1957

Mitglied seit: 15. Oktober 2016

Mandate:

- Austrian Airlines AG
- Siemens AG Österreich
- Andritz AG
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (Vorsitz)
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG

Martina Koederitz

Stuttgart

Vorsitzende der Geschäftsführung der IBM Central Holding GmbH, der IBM Deutschland GmbH und der IBM Deutschland Management & Business Support GmbH sowie Geschäftsführerin der IBM Munich Center GmbH

Geburtsjahr: 1964

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- IBM Deutschland Research & Development GmbH
- innogy SE

Monika Krebber¹

Mülheim an der Ruhr

Stellvertretende Gesamtbetriebsratsvorsitzende der innogy SE

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 20. April 2016

Frithjof Kühn²

Sankt Augustin

Landrat a. D.

Geburtsjahr: 1943

Mitglied bis: 20. April 2016

Hans Peter Lafos^{1,2}

Bergheim

Landesfachbereichsleiter FB 2 Ver- und Entsorgung,

ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft Landesbezirk NRW

Geburtsjahr: 1954

Mitglied bis: 20. April 2016

Mandate:

- GEW Köln AG
- RWE Generation SE
- RWE Power AG
- RheinEnergie AG

Harald Louis¹

Jülich

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1967

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Christine Merkamp^{1,2}

Köln

Projektleiterin bei der NWoW Engine der innogy SE

Geburtsjahr: 1967

Mitglied bis: 20. April 2016

Dagmar Mühlenfeld

Mülheim an der Ruhr

Oberbürgermeisterin a. D. der Stadt Mülheim an der Ruhr

Geburtsjahr: 1951

Mitglied seit: 4. Januar 2005

Mandate:

- RW Holding AG

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

¹ Vertreter der Arbeitnehmer

² Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Peter Ottmann

Nettetal
Geschäftsführer des Verbands der kommunalen RWE-Aktionäre GmbH,
Rechtsanwalt, Landrat a. D.
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG

Günther Scharz

Wincheringen
Landrat des Landkreises Trier-Saarburg
Geburtsjahr: 1962
Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG (Vorsitz)
- A.R.T. Abfallberatungs- und Verwertungsgesellschaft mbH (stv. Vorsitz)
- Kreiskrankenhaus St. Franziskus Saarburg GmbH (Vorsitz)
- Sparkasse Trier (Vorsitz)
- Sparkassenverband Rheinland-Pfalz
- Trierer Hafengesellschaft mbH
- Zweckverband Abfallwirtschaft Region Trier (stv. Vorsitz)

Dr. Erhard Schipporeit

Hannover
Selbständiger Unternehmensberater
Geburtsjahr: 1949
Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- BDO AG
- Deutsche Börse AG
- Fuchs Petrolub SE
- Hannover Rück SE
- HDI V. a. G.
- SAP SE
- Talanx AG

Dagmar Schmeer^{1,2}

Saarbrücken
Referentin Netzservice bei VSE Verteilnetz GmbH
Geburtsjahr: 1967
Mitglied bis: 20. April 2016

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz²

Krefeld
Ehem. Vorsitzender des Vorstands der ThyssenKrupp AG
Geburtsjahr: 1941
Mitglied bis: 20. April 2016

Mandate:

- MAN SE
- MAN Truck & Bus AG

Dr. Wolfgang Schüssel

Wien
Bundeskanzler a. D. der Republik Österreich
Geburtsjahr: 1945
Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:

- Bertelsmann Stiftung
- Adenauer Stiftung (Vorsitzender des Kuratoriums)

Ullrich Sierau

Dortmund
Oberbürgermeister der Stadt Dortmund
Geburtsjahr: 1956
Mitglied seit: 20. April 2011

Mandate:

- Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (Vorsitz)
- Dortmunder Stadtwerke AG (Vorsitz)
- KEB Holding AG (Vorsitz)
- Klinikum Dortmund gGmbH (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
- Schüchtermann-Schiller'sche Kliniken Bad Rothenfelde GmbH & Co. KG
- Sparkasse Dortmund (Vorsitz)

Ralf Sikorski¹

Hannover
Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands der IG Bergbau, Chemie, Energie
Geburtsjahr: 1961
Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- KSBG Kommunale Beteiligungsgesellschaft GmbH & Co. KG
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
- Lanxess AG
- Lanxess Deutschland GmbH
- RAG AG
- RAG Deutsche Steinkohle AG
- RWE Generation SE
- RWE Power AG

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer
2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Marion Weckes¹

Dormagen

Referatsleiterin, Abt. Mitbestimmungsförderung der Hans-Böckler-Stiftung

Geburtsjahr: 1975

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- Stadtwerke Düsseldorf AG

Dr. Dieter Zetsche²

Stuttgart

Vorsitzender des Vorstands der Daimler AG

Geburtsjahr: 1953

Mitglied bis: 20. April 2016

Leonhard Zubrowski¹

Lippetal

Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE Generation SE

Geburtsjahr: 1961

Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- RWE Generation SE

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Reiner Böhle – bis 20. April 2016 –

Frank Bsirske

Sandra Bossemeyer – seit 20. April 2016 –

Manfred Holz – bis 20. April 2016 –

Prof. Dr. Hans-Peter Keitel – seit 20. April 2016 –

Monika Krebber – seit 20. April 2016 –

Dagmar Mühlenfeld

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

– bis 20. April 2016 –

Dr. Wolfgang Schüssel

Leonhard Zubrowski

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Frank Bsirske

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

– bis 20. April 2016 –

Dr. Wolfgang Schüssel – seit 20. April 2016 –

Ralf Sikorski

Personalausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Reiner Böhle

Frank Bsirske

Dieter Faust – bis 20. April 2016 –

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Hans-Peter Keitel – bis 20. April 2016 –

Frithjof Kühn – bis 20. April 2016 –

Harald Louis – seit 20. April 2016 –

Peter Ottmann – seit 20. April 2016 –

Dr. Wolfgang Schüssel – seit 20. April 2016 –

Prüfungsausschuss

Dr. Erhard Schipporeit (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Dieter Faust – bis 20. April 2016 –

Arno Hahn

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

– bis 20. April 2016 –

Dr. Wolfgang Schüssel – seit 20. April 2016 –

Ullrich Sierau

Ralf Sikorski

Marion Weckes – seit 20. April 2016 –

Nominierungsausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Hans-Peter Keitel

Frithjof Kühn – bis 20. April 2016 –

Peter Ottmann – seit 20. April 2016 –

Strategieausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)

Frank Bsirske

Arno Hahn

Prof. Dr. Hans-Peter Keitel

Günther Schartz

Ralf Sikorski

Ausschuss Börsengang Neugesellschaft

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 20. April 2016 –

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz) – bis 20. April 2016 –

Reiner Böhle – bis 20. April 2016 –

Frank Bsirske

Sandra Bossemeyer – seit 20. April 2016 –

Prof. Dr. Hans-Peter Keitel – seit 20. April 2016 –

Monika Krebber – seit 20. April 2016 –

Manfred Holz – bis 20. April 2016 –

Dagmar Mühlenfeld

Dr. Erhardt Schipporeit – seit 20. April 2016 –

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

– bis 20. April 2016 –

Dr. Wolfgang Schüssel

Leonhard Zubrowski

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten

1 Vertreter der Arbeitnehmer

2 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Vorstand

Dr. Rolf Martin Schmitz (Vorstandsvorsitzender)

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 15. Oktober 2016
Stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der RWE AG
vom 1. Juli 2012 bis 14. Oktober 2016
Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Mai 2009,
bestellt bis zum 30. Juni 2021

Mandate:

- RWE Generation SE (Vorsitz)
- RWE Power AG (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH (Vorsitz)
- TÜV Rheinland AG
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG

Dr. Markus Krebber (Finanzvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Oktober 2016,
bestellt bis zum 30. September 2019
Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH
seit dem 1. März 2015
Mitglied der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH seit
dem 1. November 2012, ohne Befristung

Mandate:

- innogy SE
- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Uwe Tigges (Personalvorstand und Arbeitsdirektor)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Januar 2013,
bis zum 30. April 2017
Mitglied des Vorstands der innogy SE seit dem 1. April 2016,
bestellt bis zum 31. März 2021

Mandate:

- Amprion GmbH
- RWE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- VfL Bochum 1848 Fußballgemeinschaft e. V.

Aus dem Vorstand ausgeschiedene Mitglieder

Peter Terium (ehem. Vorstandsvorsitzender)¹

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG bis zum 14. Oktober 2016

Dr. Bernhard Günther (ehem. Finanzvorstand)¹

Mitglied des Vorstands der RWE AG bis zum 14. Oktober 2016

Mandate:

- RWE Generation SE
- RWE IT GmbH (Vorsitz)

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von
Wirtschaftsunternehmen

¹ Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

3.9 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses

Prüfungsurteil zum Konzernabschluss

Wir haben den Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2016, der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung, der Kapitalflussrechnung und der Veränderung des Eigenkapitals für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2016 sowie dem Anhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 zweiter Halbsatz HGB erklären wir, dass nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2016 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2016 vermittelt.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 erster Halbsatz HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses geführt hat.

Grundlage für das Prüfungsurteil zum Konzernabschluss

Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften und Grundsätzen sowie ergänzenden Standards ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses“ unseres Vermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und wir haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und angemessen sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte sind solche Sachverhalte, die nach unserem pflichtgemäßen Ermessen am bedeutsamsten in unserer Prüfung des Konzernabschlusses für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2016 waren. Diese Sachverhalte wurden im Zusammenhang mit unserer Prüfung des Konzernabschlusses als Ganzem und bei der Bildung unseres Prüfungsurteils hierzu berücksichtigt; wir geben kein gesondertes Prüfungsurteil zu diesen Sachverhalten ab.

Nachfolgend stellen wir die aus unserer Sicht besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

- ❶ Börsengang der innogy SE
- ❷ Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte
- ❸ Wertberichtigung von Kraftwerken des Segments „Konventionelle Stromerzeugung“
- ❹ Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir wie folgt strukturiert:

- ❶ Sachverhalt und Problemstellung
- ❷ Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- ❸ Verweis auf weitergehende Informationen

❶ Börsengang der innogy SE

- ❶ Seit Oktober 2016 sind die Aktien der in den Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft einbezogenen innogy SE am regulierten Markt der Frankfurter Wertpapierbörse notiert. Im Zusammenhang mit der Vorbereitung dieses Börsengangs wurden zahlreiche rechtliche und organisatorische Verhältnisse innerhalb des RWE-Konzerns angepasst. Im Zuge des Börsengangs wurden insgesamt 128.930.315 Aktien bei neuen Investoren platziert, davon stammten 73.375.315 aus dem Bestand eines Tochterunternehmens der RWE Aktiengesellschaft und 55.555.000 aus einer Kapitalerhöhung bei der innogy SE. Als Emissionserlöse wurden flüssige Mittel in Höhe von insgesamt 4,6 Mrd. € erzielt, der Anteil der RWE Aktiengesellschaft an der innogy SE hat sich durch den Börsengang von 100% auf 76,8% verringert.

Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft macht der Bilanzposten „Anteile anderer Gesellschafter“ mit nunmehr 4,3 Mrd. € 53,7% des Konzerneigenkapitals aus. Der Posten „Cashflow aus der Finanzierungstätigkeit“ innerhalb der Kapitalflussrechnung und die damit einhergehende Veränderung des Bilanzpostens „Flüssige Mittel“ sind ebenfalls maßgeblich vom Börsengang der innogy SE und den erzielten Emissionserlösen geprägt. Vor dem Hintergrund der Größenordnung dieser Transaktion, der Komplexität der Bewertung der Anteile anderer Gesellschafter sowie aufgrund der Auswirkungen der vorgenommenen und geplanten Umstrukturierungen der rechtlichen und organisatorischen Verhältnisse auf das interne Kontrollsystem des RWE-Konzerns war dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- ❷ Die rechtlichen und organisatorischen Umstrukturierungen im Zusammenhang mit dem Börsengang der innogy SE haben wir insoweit berücksichtigt, als sie für unsere Abschlussprüfung von Bedeutung waren. Hierzu zählen vor allem die organisatorischen

Maßnahmen, die eine vollständige, richtige und zeitnahe Übermittlung der für die Aufstellung des Konzernabschlusses notwendigen Informationen gewährleisten sollen. Bei unserer Prüfung des Konzerneigenkapitals, der flüssigen Mittel sowie der Kapitalflussrechnung haben wir unter anderem Nachweise über die Höhe des Emissionserlöses und die Auswirkungen auf das Konzerneigenkapital eingeholt. Das methodische Vorgehen bei der Bewertung der Anteile anderer Gesellschafter haben wir nachvollzogen und die Ermittlung der Höhe nach beurteilt. Bei unserer Einschätzung der Ergebnisse der durchgeführten Bilanzierung und Bewertung haben wir uns unter anderem auf Bank- und Handelsregisterauszüge, Beschlüsse von Aufsichtsrat und Vorstand der RWE Aktiengesellschaft sowie Organbeschlüsse der innogy SE gestützt. Dabei haben wir uns auch von der sachgerechten Berücksichtigung der Kosten für den Börsengang überzeugt. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind aus unserer Sicht insgesamt sachgerecht und bilden somit die Auswirkungen des Börsengangs der innogy SE ordnungsgemäß im Konzernabschluss ab.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Auswirkungen des Börsengangs der innogy SE sind im Anhang in den Abschnitten „Veräußerungen“ sowie „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(22) Eigenkapital“ enthalten.

② Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte“ Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 11,7 Mrd. € (15% der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Geschäfts- oder Firmenwerte werden jährlich oder anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest („Impairment-Test“) unterzogen, um einen möglichen Abschreibungsbedarf zu ermitteln. Die Impairment-Tests erfolgen auf Ebene derjenigen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten, denen der jeweilige Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet ist. Grundlage der für Zwecke der Impairment-Tests durchgeführten Bewertungen zur Ermittlung des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung sind dabei die Barwerte der künftigen Zahlungsströme, die sich aus den von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planungsrechnungen für die kommenden drei Jahre (Mittelfristplanung) ergeben. Hierbei werden auch Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung und länderspezifische Annahmen über die Entwicklung makroökonomischer Größen berücksichtigt. Die Barwerte werden unter Anwendung von Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Die Diskontierung erfolgt mittels der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße abhängig davon, wie die gesetzlichen Vertreter die künftigen Zahlungsmittelzuflüsse einschätzen, sowie von den jeweils verwendeten Diskontierungszinssätzen. Die Bewertung ist daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet. Vor diesem Hintergrund und aufgrund der zugrunde liegenden Komplexität der Bewertung war dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung.

- ② Bei unserer Prüfung haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Durchführung der Impairment-Tests nachvollzogen und die Ermittlung der durchschnittlichen gewichteten Kapitalkosten beurteilt. Zudem haben wir uns davon überzeugt, dass die den Bewertungen zugrunde liegenden künftigen Zahlungsmittelzuflüsse im Zusammenhang mit den angesetzten gewichteten Kapitalkosten insgesamt eine sachgerechte Grundlage für den Impairment-Test bilden. Bei unserer Einschätzung der Ergebnisse der Impairment-Tests zum 31. Dezember haben wir uns unter anderem auf einen Abgleich mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen sowie auf umfangreiche Erläuterungen der gesetzlichen Vertreter zu den wesentlichen Werttreibern gestützt, die den erwarteten Zahlungsmittelzuflüssen zugrunde liegen. Dabei haben wir uns auch von der sachgerechten Berücksichtigung von Kosten für Konzernfunktionen in der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit überzeugt. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen des verwendeten Diskontierungszinssatzes teilweise wesentliche Auswirkungen auf die Höhe des auf diese Weise ermittelten Unternehmenswerts haben können, haben wir uns intensiv mit den bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parametern beschäftigt und das Berechnungsschema nachvollzogen. Ferner haben wir ergänzend die von der Gesellschaft durchgeführten Sensitivitätsanalysen gewürdigt, um ein mögliches Wertminderungsrisiko (höherer Buchwert im Vergleich zum Barwert) bei einer für möglich gehaltenen Änderung einer wesentlichen Annahme der Bewertung einschätzen zu können. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen sind unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen aus unserer Sicht insgesamt geeignet, um die Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte zu überprüfen.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Geschäfts- oder Firmenwerten sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(10) Immaterielle Vermögenswerte“ enthalten.

③ Wertberichtigung von Kraftwerken des Segments „Konventionelle Stromerzeugung“

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft wurden Kraftwerksanlagen des Segments „Konventionelle Stromerzeugung“ in Höhe von 4,0 Mrd. € bedingt durch negative Marktentwicklungen außerplanmäßig wertberichtigt. Die Werthaltigkeit der Kraftwerksanlagen wurde anhand ihrer beizulegenden Zeitwerte abzüglich Kosten der Veräußerung, die ihre Nutzungswerte übersteigen, überprüft. Die beizulegenden Zeitwerte der jeweiligen Kraftwerke werden von der Gesellschaft jeweils als Barwerte der künftigen Zahlungsmittelströme mittels Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Dabei werden die von den gesetzlichen Vertretern erstellten und vom Aufsichtsrat zur Kenntnis genommenen Planungsrechnungen für die kommenden drei Jahre (Mittelfristplanung) zugrunde gelegt und anhand langfristiger Annahmen hinsichtlich Strom-, Kohle-, Gas- und CO₂-Zertifikatspreisen sowie geplanten Kraftwerkseinsatzzeiten fortgeschrieben. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße von den Planungsannahmen und den Einschätzungen der

künftigen Zahlungsmittelzuflüsse der gesetzlichen Vertreter sowie von den im Rahmen der Bewertungsmodelle jeweils verwendeten Diskontierungszinssätzen abhängig. Die Bewertungen sind daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet, sodass dieser Sachverhalt im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung war.

- ② Von der Angemessenheit der bei der Berechnung verwendeten künftigen Zahlungsmittelzuflüsse haben wir uns überzeugt, indem wir unter anderem diese Angaben mit den aktuellen Budgets aus der von den gesetzlichen Vertretern erstellten Mittelfristplanung sowie mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen hinsichtlich Strom-, Kohle-, Gas- und CO₂-Zertifikatspreisen sowie den geplanten Kraftwerkseinsatzzeiten abgeglichen haben. Ferner haben wir auf Basis der Mittelfristplanung die Bewertung der Werthaltigkeit der Kraftwerke anhand der uns vorgelegten Nachweise nachvollzogen. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen des verwendeten Diskontierungszinssatzes wesentliche Auswirkungen auf die Höhe der auf diese Weise ermittelten beizulegenden Zeitwerte haben können, haben wir auch die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter beurteilt und das Berechnungsschema nachvollzogen. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen sind unter Berücksichtigung der verfügbaren Informationen aus unserer Sicht insgesamt geeignet, um die Werthaltigkeit der Kraftwerke zu überprüfen.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Wertberichtigungen auf Kraftwerke sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung“ im Unterpunkt „(5) Abschreibungen“ enthalten.

④ Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft sind Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich in Höhe von insgesamt 12,7 Mrd. € (17% der Konzernbilanzsumme) enthalten, um der Verpflichtung der Gesellschaft als Betreiber von Kernkraftwerken nachzukommen, ihre Kernkraftwerke stillzulegen und rückzubauen sowie radioaktive Abfälle zu entsorgen. Im Berichtszeitraum wurde das Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung verabschiedet. Danach bleibt der RWE-Konzern für die gesamte Abwicklung und Finanzierung des Betriebs, des Rückbaus und der Stilllegung der Kernkraftwerke sowie der Verpackung der radioaktiven Abfälle zuständig, während der öffentlich-rechtliche Fonds ab 2017 für die Durchführung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung zuständig sein wird. Dementsprechend werden diese beiden Bestandteile der Rückstellung für Entsorgung im Kernenergiebereich getrennt dargestellt. Bei der Rückstellung für Stilllegungen und Rückbau sowie Verpackung der radioaktiven Abfälle handelt es sich um eine langfristige Rückstellung, die mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag (5,7 Mrd. € von den Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich) bilanziert wird. Zur Ermittlung des Er-

füllungsbetrags werden die erwarteten Auszahlungen zu Stichtagspreisen zunächst aufgezinnt und danach mit einem risikolosen Zins diskontiert.

Die Rückstellung für die Dotierung des Entsorgungsfonds (7,0 Mrd. € von den Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich) setzt sich aus dem laut Gesetz je betriebener Anlage definierten Grundbetrag sowie der gesetzlich festgelegten Verzinsung bis zur Zahlung am 1. Juli 2017 zuzüglich des sogenannten Risikozuschlags zusammen. Der Risikozuschlag ist als Gegenleistung für die Enthaltung für zukünftige Kostensteigerungen und Zinsrisiken zu entrichten. Diese Rückstellung ist kurzfristig und wird nicht abgezinst.

Die Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich sind das Ergebnis der genannten Annahmen und Bewertungen. Der Sachverhalt war im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung, da die Höhe dieser Rückstellungen in hohem Maß von den Annahmen und der Einschätzung der gesetzlichen Vertreter im Hinblick auf das Rückbauszenario sowie von der Eskalation und Diskontierung abhängig und daher mit wesentlichen Unsicherheiten behaftet ist.

- ② Mit der Kenntnis, dass bei geschätzten Werten ein erhöhtes Risiko falscher Angaben in der Rechnungslegung besteht und sich die Bewertungsentscheidungen der gesetzlichen Vertreter auf das Konzernergebnis auswirken, haben wir die Verlässlichkeit der verwendeten Datengrundlage sowie die Angemessenheit der bei der Bewertung der Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich getroffenen Annahmen beurteilt. Hinsichtlich der Rückstellung für die Dotierung des Entsorgungsfonds haben wir die per Gesetz festgelegten Beträge einschließlich eines Risikoaufschlags mit den gebuchten Werten abgestimmt und die Verzinsung nachvollzogen. Darüber hinaus haben wir im Rahmen unserer Prüfung unter anderem die Eignung der von der Gesellschaft hinzugezogenen externen Gutachter und die verwendeten Inflations- und Zinserwartungen gewürdigt. Weiterhin haben wir uns mit den vom Gutachter getroffenen Annahmen und angewandten Methoden vertraut gemacht und davon überzeugt, dass diese branchenüblich sind. Das Berechnungsschema der Rückstellungen haben wir anhand der eingehenden Bewertungsparameter insgesamt (inklusive Diskontierung) nachvollzogen sowie die geplante zeitliche Inanspruchnahme der Rückstellungen hinterfragt. Hierbei konnten wir uns davon überzeugen, dass die getroffenen Annahmen hinreichend begründet sind, um einen Ansatz und die Bewertung der Rückstellungen zu rechtfertigen. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen konnten wir nachvollziehen.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Rückstellungen zur Entsorgung im Kernenergiebereich sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(24) Rückstellungen“ enthalten.

Zusätzliche Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die zusätzlichen Informationen verantwortlich. Die zusätzlichen Informationen umfassen

- den Corporate Governance-Bericht nach Ziffer 3.10 des Deutschen Corporate Governance Kodex,
- die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB und § 315 Abs. 5 HGB sowie
- sonstige nicht prüfungspflichtige Teile des Geschäftsberichts der RWE Aktiengesellschaft, Essen, für das zum 31. Dezember 2016 endende Geschäftsjahr.

Unser Prüfungsurteil umfasst nicht die zusätzlichen Informationen und wir haben keine dahingehende Beurteilung vorgenommen.

Unsere Verantwortung im Rahmen unserer Prüfung des Konzernabschlusses besteht darin, die zusätzlichen Informationen kritisch zu lesen und etwaige wesentliche Unstimmigkeiten zwischen den zusätzlichen Informationen und dem Konzernabschluss oder unseren bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen oder wesentliche falsche Angaben zu berücksichtigen. Wenn wir aufgrund unserer Tätigkeit feststellen, dass die zusätzlichen Informationen wesentliche falsche Angaben enthalten, sind wir verpflichtet, über diese Tatsachen zu berichten. Im Hinblick darauf haben wir nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsorgans für den Konzernabschluss

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht, und dafür, dass der Konzernabschluss unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die internen Kontrollen, die sie als notwendig bestimmt haben, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Angaben ist.

Bei der Aufstellung des Konzernabschlusses sind die gesetzlichen Vertreter dafür verantwortlich, die Fähigkeit des Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu beurteilen. Des Weiteren haben sie die Verantwortung, sofern einschlägig, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit anzugeben sowie dafür, auf der Grundlage des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit zu bilanzieren, es sei denn, es besteht die Absicht den Konzern zu liquidieren oder der Einstellung des Geschäftsbetriebs oder es besteht keine realistische Alternative dazu.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Angaben ist, und einen Vermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil zum Konzernabschluss beinhaltet. Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der ISA durchgeführte Abschlussprüfung eine wesentliche falsche Angabe stets aufdeckt. Falsche Angaben können aus Verstößen oder Unrichtigkeiten resultieren und werden als wesentlich angesehen, wenn vernünftigerweise erwartet werden könnte, dass sie einzeln oder insgesamt die auf der Grundlage dieses Konzernabschlusses getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Als Teil einer Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der ISA üben wir während der gesamten Abschlussprüfung pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus:

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Angaben im Konzernabschluss, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und angemessen sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Angaben nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Angaben bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.
- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Abschlussprüfung relevanten internen Kontrollsystem, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsystems des Konzerns abzugeben.
- beurteilen wir die Angemessenheit der von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsmethoden sowie die Vertretbarkeit der von den gesetzlichen Vertretern dargestellten geschätzten Werte und damit zusammenhängenden Angaben.
- ziehen wir Schlussfolgerungen über die Angemessenheit der Anwendung des Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit durch die gesetzlichen Vertreter sowie auf der Grundlage der erlangten Prüfungsnachweise, ob eine wesentliche Unsicherheit im Zusammenhang mit Ereignissen oder Gegebenheiten besteht, die bedeutsame Zweifel an der Fähigkeit des

Konzerns zur Fortführung der Unternehmenstätigkeit aufwerfen können. Falls wir zu dem Schluss kommen, dass eine wesentliche Unsicherheit besteht, sind wir verpflichtet, im Bestätigungsvermerk auf die dazugehörigen Angaben im Konzernabschluss oder im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser Prüfungsurteil zu modifizieren. Wir ziehen unsere Schlussfolgerungen auf der Grundlage der bis zum Datum unseres Bestätigungsvermerks erlangten Prüfungsnachweise. Zukünftige Ereignisse oder Gegebenheiten können jedoch dazu führen, dass der Konzern seine Unternehmenstätigkeit nicht mehr fortführen kann.

- beurteilen wir die Gesamtdarstellung, den Aufbau und den Inhalt des Konzernabschlusses einschließlich der Angaben sowie ob der Konzernabschluss die zugrunde liegenden Geschäftsvorfälle und Ereignisse so darstellt, dass der Konzernabschluss unter Beachtung der IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende und angemessene Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um ein Prüfungsurteil zum Konzernabschluss abzugeben. Wir sind verantwortlich

für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unser Prüfungsurteil.

Wir erörtern mit dem Aufsichtsorgan unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Abschlussprüfung feststellen.

Wir geben gegenüber dem Aufsichtsorgan eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben und erörtern mit ihm alle Beziehungen und sonstigen Sachverhalte, von denen vernünftigerweise angenommen werden kann, dass sie sich auf unsere Unabhängigkeit auswirken, und die hierzu getroffenen Schutzmaßnahmen.

Wir bestimmen von den Sachverhalten, die wir mit dem Aufsichtsorgan erörtert haben, diejenigen Sachverhalte, die in der Prüfung des Konzernabschlusses für den aktuellen Berichtszeitraum am bedeutsamsten waren und daher die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte sind. Wir beschreiben diese Sachverhalte im Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachverhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Vermerk über die Prüfung des Konzernlageberichts

Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht

Wir haben den Konzernlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, Essen, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2016 geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht der Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Unsere Prüfung hat zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernlageberichts geführt.

Grundlage für das Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht

Wir haben unsere Prüfung des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 2 HGB und unter Beachtung der vom IDW festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Lage-

berichtsprüfung durchgeführt. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und angemessen sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsorgans für den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt. Ferner sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme), die sie als notwendig erachtet haben, um die Aufstellung eines Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit den nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um angemessene und ausreichende Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesentlichen Belangen mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, den gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, und einen Vermerk zu erteilen, der unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Im Rahmen einer Abschlussprüfung prüfen wir den Konzernlagebericht in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 2 HGB unter Beachtung der vom IDW festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Lageberichtsprüfung. In diesem Zusammenhang heben wir hervor:

- Die Prüfung des Konzernlageberichts ist in die Prüfung des Konzernabschlusses integriert.
- Wir gewinnen ein Verständnis von den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen (Systemen), um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den

gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Vorkehrungen und Maßnahmen (Systeme) abzugeben.

- Wir führen Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernlagebericht durch. Auf Basis angemessener und ausreichender Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen die Vertretbarkeit dieser Annahmen sowie die sachgerechte Ableitung der zukunftsorientierten Angaben aus diesen Annahmen. Ein eigenständiges Prüfungsurteil zu den zukunftsorientierten Angaben sowie zu den zugrunde liegenden Annahmen geben wir nicht ab. Es besteht ein erhebliches unvermeidbares Risiko, dass künftige Ereignisse wesentlich von den zukunftsorientierten Angaben abweichen werden.
- Wir geben zu den einzelnen Angaben im Konzernlagebericht ebenfalls kein eigenständiges Prüfungsurteil ab, sondern ein Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht als Ganzes.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer

Der für die Prüfung auftragsverantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Ralph Welter.

Essen, den 28. Februar 2017

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer

Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer

3.10 INFORMATIONEN ZUM ABSCHLUSSPRÜFER

Der Konzernabschluss der RWE AG und ihrer Tochtergesellschaften für das Geschäftsjahr 2016 – bestehend aus Konzernbilanz, Konzerngewinn- und -verlustrechnung und Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung, Konzernkapitalflussrechnung und Konzernanhang – wurde von der PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft (seit dem 1. März 2017 PricewaterhouseCoopers GmbH) Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für RWE ist Herr Ralph Welter. Herr Welter hat diese Funktion bisher in drei Abschlussprüfungen wahrgenommen.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Fünfjahresübersicht		2016	2015	2014	2013	2012
RWE-Konzern						
Außenumsatz	Mio. €	45.833	48.090	48.468	52.425	53.227
Ergebnis						
Bereinigtes EBITDA ¹	Mio. €	5.403	7.017	7.131	7.904	9.314
Bereinigtes EBIT ²	Mio. €	3.082	3.837	4.017	5.369	6.416
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	-5.807	-637	2.246	-2.016	2.230
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-5.710	-170	1.704	-2.757	1.306
Ergebnis je Aktie	€	-9,29	-0,28	2,77	-4,49	2,13
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	777	1.125	1.282	2.314	2.457
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	1,26	1,83	2,09	3,76	4,00
Cash Flow/Investitionen/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	2.352	3.339	5.556	4.803	4.395
Investitionen einschließlich Akquisitionen	Mio. €	2.382	3.303	3.440	3.978	5.544
Davon: in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.027	2.898	3.245	3.848	5.081
Free Cash Flow	Mio. €	325	441	2.311	960	-686
Free Cash Flow je Aktie	€	0,53	0,72	3,76	1,56	-1,12
Abschreibungen und Anlagenabgänge	Mio. €	6.857	5.838	3.369	8.121	5.343
Anlagenabnutzungsgrad	%	71,4	65,6	62,6	61,6	59,0
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	45.911	51.453	54.224	56.905	63.338
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	30.491	27.881	32.092	24.476	24.840
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	7.990	8.894	11.772	12.137	16.489
Langfristige Schulden	Mio. €	39.646	45.315	46.324	47.383	47.445
Kurzfristige Schulden	Mio. €	28.766	25.125	28.220	21.861	24.244
Bilanzsumme	Mio. €	76.402	79.334	86.316	81.381	88.178
Eigenkapitalquote	%	10,5	11,2	13,6	14,9	18,7
Nettofinanzschulden	Mio. €	1.659	7.353	8.481	10.320	12.335
Nettoschulden	Mio. €	22.709	25.463	30.972	30.727	33.015
Verschuldungsfaktor		4,2	3,6	3,8 ³	3,5 ³	3,5
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende ⁴		58.652	59.762	59.784	64.896	70.208
Forschung & Entwicklung						
Betriebliche F&E-Aufwendungen	Mio. €	165	101	110	151	150
F&E-Mitarbeiter		380	400	390	430	450
Emissionsbilanz						
CO ₂ -Ausstoß	Mio. Tonnen	148,3	150,8	155,2	163,9	179,8
Kostenlos zugewiesene CO ₂ -Zertifikate	Mio. Tonnen	4,5	5,6	5,8	7,4	121,4
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten ⁵	Mio. Tonnen	142,6	143,9	148,3	156,5	58,4
Spezifische CO ₂ -Emissionen	Tonnen/MWh	0,686	0,708	0,745	0,751	0,792

1 Geänderte Bezeichnung; vormals „EBITDA“; siehe Erläuterung auf Seite 41

2 Geänderte Bezeichnung; vormals „betriebliches Ergebnis“; siehe Erläuterung auf Seite 41

3 Bereinigter Wert; siehe Geschäftsbericht 2014, Seite 64

4 Umgerechnet in Vollzeitstellen

5 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO₂-Ausstoß keine Emissionsrechte.

IMPRESSUM

RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

Telefon +49 201 12-00
Telefax +49 201 12-15199
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations:

Telefon +49 201 12-15025
Telefax +49 201 12-15033
Internet www.rwe.com/ir
E-Mail invest@rwe.com

Konzernkommunikation:

Telefon +49 201 12-23986
Telefax +49 201 12-22115

Geschäftsberichte, Zwischenberichte und Zwischenmitteilungen und weitere Informationen über RWE finden Sie im Internet unter www.rwe.com.

Dieser Geschäftsbericht ist am 14. März 2017 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Satz und Produktion:

CHIARI GmbH – Agentur für Markenkommunikation, Düsseldorf

Fotografie:

Jörg Mettlach, innogy

Lektorat:

Textpertise Heike Virchow, Hamburg
Anne Fries | Lektorat & Übersetzungen, Düsseldorf

Druck:

D+L Printpartner GmbH, Bocholt

RWE ist Mitglied im DIRK –
Deutscher Investor Relations Verband e.V.



Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Geschäftsbericht enthält Aussagen, die sich auf die künftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie die wirtschaftliche und politische Entwicklung beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, so können die tatsächlichen von den erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

Internetverweise. Inhalte von Internetseiten, auf die wir im Lagebericht verweisen, sind nicht Teil des Lageberichts, sondern dienen lediglich der weiteren Information. Ausgenommen ist die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB und § 315 Abs. 5 HGB.

FINANZKALENDER 2017/2018

27. April 2017	Hauptversammlung
3. Mai 2017	Dividendenzahlung
15. Mai 2017	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2017
14. August 2017	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2017
14. November 2017	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2017
13. März 2018	Bericht über das Geschäftsjahr 2017
26. April 2018	Hauptversammlung
2. Mai 2018	Dividendenzahlung
15. Mai 2018	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2018
14. August 2018	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2018
14. November 2018	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2018

Die Hauptversammlung (bis zum Beginn der Generaldebatte) und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.



