

Mit Energie in die Zukunft.

Geschäftsbericht 2018



RWE

Zukunft. Sicher. Machen.

Die neue RWE: Motor der Energiewende

Wir alle brauchen Strom – Kinder wie Erwachsene, Kleinbetriebe wie Großunternehmen. Wo Strom ist, ist Licht, Wärme und Kommunikation, da ist Produktion, medizinische Versorgung und Mobilität. Strom ist Leben.

Seit mehr als 120 Jahren versorgt RWE Menschen und Unternehmen zuverlässig mit Strom. Wir sorgen dafür, dass Strom da ist, wenn er gebraucht wird, bei Tag und Nacht, bei Wind und Wetter, zu jeder Jahreszeit. Strom ist für die Menschen in unseren Kernmärkten eine Selbstverständlichkeit – nicht weil er es ist, sondern weil wir ihn dazu gemacht haben.

Heute stellt uns der Klimawandel vor eine neue Herausforderung: Es geht nicht mehr nur darum, dass Strom da ist, sondern auch darum, wie er produziert wird. Seine Quellen sollen möglichst regenerativ und CO₂-frei sein, wie Sonnenenergie, Wind und Wasserkraft. Wir werden auch diese Herausforderung entschlossen angehen und den Wandel zu einem nachhaltigen, klimaschonenden Energiesystem vorantreiben. Dadurch, dass wir das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON und unserer Finanztochter innogy übernehmen, legen wir jetzt den Grundstein dafür. Künftig werden wir Milliarden investieren, damit neue Windparks und Solarkraftwerke entstehen – in Europa, den USA und vielen weiteren Regionen der Welt.

Doch mit dem bloßen Ausbau der erneuerbaren Energien ist es nicht getan. Wind und Sonne sind als Energiequellen nicht rund um die Uhr verfügbar. Daher bedarf es leistungsfähiger Energiespeicher, bei deren Entwicklung und Bau wir mitwirken wollen. Und es bedarf auf absehbare Zeit konventioneller Kraftwerke, die Strom produzieren, wenn Wind- und Solaranlagen es nicht tun. Denn sonst fallen wir zurück in die Zeit, als eine sichere Stromversorgung noch keine Selbstverständlichkeit war – und stehen wieder ganz am Anfang.

Wir von RWE arbeiten mit Energie an der Stromversorgung der Zukunft: einer Stromversorgung, die das Klima schont *und* absolut verlässlich ist. Dass dieses *und* kein *oder* wird, ist unsere Mission. Diese Mission heißt:

Zukunft. Sicher. Machen.

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	Strategie und Struktur	18
1.2	Innovation	24
1.3	Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	27
1.4	Politische Rahmenbedingungen	32
1.5	Wesentliche Ereignisse	35
1.6	Anmerkungen zur Berichtsweise	40
1.7	Geschäftsentwicklung	42
1.8	Finanz- und Vermögenslage	51
1.9	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	56
1.10	Darstellung des RWE-Konzerns mit innogy als reiner Finanzbeteiligung	58
1.11	Übernahmerechtliche Angaben	59
1.12	Vergütungsbericht	61
1.13	Entwicklung der Risiken und Chancen	73
1.14	Prognosebericht	83

2	Versicherung der gesetzlichen Vertreter	85
----------	--	-----------

3	Konzernabschluss	87
3.1	Gewinn- und Verlustrechnung	88
3.2	Gesamtergebnisrechnung	89
3.3	Bilanz	90
3.4	Kapitalflussrechnung	91
3.5	Veränderung des Eigenkapitals	92
3.6	Anhang	93
3.7	Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	160
3.8	Organe (Teil des Anhangs)	196
3.9	Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	201
3.10	Informationen zum Abschlussprüfer	207

Weitere Informationen

Fünfjahresübersicht	208
Impressum	209
Finanzkalender	210

AUF EINEN BLICK

Eckdaten des RWE-Konzerns ¹		2018	2017	+/- in %
Stromerzeugung	Mrd. kWh	176,0	200,2	-12,1
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	Mio. €	13.388	13.822	-3,1
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.538	2.149	-28,4
Bereinigtes EBIT	Mio. €	619	1.170	-47,1
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	49	2.056	-97,6
Nettoergebnis	Mio. €	335	1.900	-82,4
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.611	-3.771	222,3
Investitionen	Mio. €	1.260	902	39,7
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	1.079	706	52,8
in Finanzanlagen	Mio. €	181	196	-7,7
Free Cash Flow	Mio. €	3.439	-4.439	177,5
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	-
Ergebnis je Aktie	€	0,54	3,09	-82,5
Dividende je Stammaktie	€	0,70 ²	1,50	-
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,70 ²	1,50	-
		31.12.2018	31.12.2017	
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.389	-	-
Mitarbeiter ³		17.748	19.106	-7,1

¹ Geänderte Berichtsweise; siehe Erläuterung auf Seite 40

² Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2018, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 3. Mai 2019

³ Umgerechnet in Vollzeitstellen

„2019 KANN EIN SEHR GUTES JAHR FÜR UNS WERDEN“



Dr. Rolf Martin Schmitz über das geplante Tauschgeschäft mit E.ON, die Zukunft von RWE als Erneuerbare-Energien-Unternehmen und die Folgen eines deutschen Kohleausstiegs

Herr Schmitz, als im März 2018 bekannt wurde, dass Sie innogy an E.ON verkaufen werden und dafür das Erneuerbare-Energien-Geschäft der beiden Gesellschaften übernehmen, waren viele Marktbeobachter überrascht. Hatten Sie diesen Schritt schon lange geplant?

Nein. Die Idee, das zu machen, wurde erst Ende 2017 geboren. Im Januar 2018 gab es dann erste Gespräche zwischen meinem E.ON-Kollegen Johannes Teyssen und mir. Und dann ging alles ganz schnell. Manchmal passiert das: Da kommt eine Idee, die so überzeugend ist, dass man sie einfach nur zügig und gut umsetzen will.

Am 12. März, dem ersten Börsentag nach Bekanntwerden der Transaktion, stiegen die Aktienkurse aller drei beteiligten Unternehmen deutlich an. Die RWE-Stämme legten um 9% zu. Was schätzen Investoren an der geplanten Transaktion?

Gerade der Kapitalmarkt ist ein guter Gradmesser für die Qualität eines Vorhabens. Und die Börsenreaktionen lassen keinen Zweifel daran, dass die meisten Investoren die Transaktion gutheißen. Dieses Feedback bekomme ich auch direkt, wenn ich mit institutionellen Anlegern spreche. Immer wieder erhalten wir Lob dafür, dass wir eine reine Finanzbeteiligung, auf die wir keinen operativen Zugriff haben, gegen ein ertragsstarkes Geschäft eintauschen, das wir selbst führen. Außerdem begrüßen unsere Investoren, dass RWE wieder eine Wachstumsstory hat. Und dass wir bei der Stromerzeugung demnächst noch breiter aufgestellt sind und unsere Abhängigkeit von konventionellen Energieträgern reduzieren.

Durch das Tauschgeschäft mit E.ON wird RWE zu einem neuen Unternehmen, zumindest zur Hälfte ...

Richtig ist, dass die „neue RWE“ kein komplett anderes Unternehmen sein wird. Mit unseren Kraftwerken bieten wir weiterhin Versorgungssicherheit, und mit den erneuerbaren Energien werden wir Motor der Energiewende. Und beides ist wichtig. Konventionelle und regenerative Stromerzeugung waren für uns schon immer zwei Seiten derselben Medaille.

Allerdings dürfte sich der Schwerpunkt ja zunehmend auf die erneuerbaren Energien verlagern. Da haben Sie ambitionierte Wachstumsziele.

Was den Ergebnisbeitrag betrifft, haben die Erneuerbaren schon zu Beginn ein Übergewicht. Im ersten Jahr nach Abschluss des Tauschgeschäfts werden sie mehr als die Hälfte zum bereinigten EBITDA des Konzerns beisteuern. Die Transaktion macht uns zu Europas Nummer drei bei den erneuerbaren Energien. Bei der Offshore-Windkraft werden wir sogar zur Nummer zwei weltweit. Diese Position wollen wir ausbauen, mit Nettoinvestitionen von zunächst 1,5 Milliarden Euro pro Jahr. Damit sollte es möglich sein, jährlich 2 bis 3 Gigawatt Erzeugungsleistung neu ans Netz zu nehmen. Schwerpunkt bleibt dabei die Windkraft. Außerdem nehmen wir Solar- und Speicherprojekte ins Visier. Geografisch werden wir uns auf Märkte in Europa, in Nordamerika und im asiatisch-pazifischen Raum konzentrieren.

Wird RWE ein Global Player bei den erneuerbaren Energien?

Global insofern, als wir nur in ausgewählte internationale Märkte mit ausgewählten Technologien gehen werden. In Asien wollen wir z.B. nur in Offshore-Windprojekte investieren, in Australien nur in Onshore-Windkraft und Solarenergie. Im Grunde werden wir regionale Märkte bedienen, die sich aber über die halbe Welt verteilen.

Durch die Transaktion übernehmen Sie eine Projekt-Pipeline mit mehr als 17 Gigawatt, größtenteils Windkraftvorhaben. Wie viel wollen Sie davon realisieren?

Das können wir natürlich erst beurteilen, wenn wir die operative Kontrolle über das Erneuerbare-Energien-Geschäft haben. Allerdings ist davon auszugehen, dass wir längst nicht alle Vorhaben aus der Pipeline umsetzen. Es kommen nur solche Projekte infrage, die unsere Renditeanforderungen erfüllen. Keinesfalls werden wir Investitionsentscheidungen treffen nach dem Motto „Koste es, was es wolle“. Eigentlich eine Selbstverständlichkeit, aber vielleicht ist es gut, das auch so deutlich zu sagen.

Sie haben sich zum Ziel gesetzt, das Tauschgeschäft mit E.ON noch im laufenden Jahr abzuschließen. Liegen Sie im Zeitplan?

Die Umsetzung einer Transaktion dieser Größenordnung bedeutet natürlich viel Arbeit und verlangt Geduld. Aber wir kommen sehr gut voran. Im Januar 2019 haben wir das Tauschgeschäft bei der EU-Kommission angemeldet und bereits am 26. Februar die Freigabe aus Brüssel erhalten. Am gleichen Tag hat das Bundeskartellamt grünes Licht gegeben. Das betrifft aber nur unseren Teil der Transaktion. E.ON hat ihren Teil ebenfalls im Januar bei der Kommission angemeldet. Hier wird der Genehmigungsprozess mehr Zeit in Anspruch nehmen. Verzögerungen könnte es im Falle eines ungeordneten Brexit geben, aber ich bin zuversichtlich, dass wir den Fahrplan einhalten.

Es gibt ja auch Widerstände gegen den Deal. Konkurrenten führen an, dass der Zusammenschluss von innogy und E.ON den Wettbewerb gefährde. Was antworten Sie darauf?

Eigentlich gar nichts, denn das ist Sache von E.ON. Generell lässt sich Folgendes sagen: Das deutsche Netzgeschäft wird vom Staat reguliert. Und im Stromvertrieb gibt es hierzulande inzwischen weit über tausend Anbieter. Die Hürden, den Anbieter zu wechseln, sind niedrig. Das geht heute schon mit wenigen Klicks im Internet. Der Markt funktioniert also, und es gibt keinen Anlass zu glauben, dass sich das ändert.

Die Vergangenheit hat gezeigt, dass auch „weiche“ Faktoren über den Erfolg von Unternehmenstransaktionen entscheiden: Finden die Manager aus unterschiedlichen Kulturen eine gemeinsame Sprache? Können sich die Mitarbeiter aller Standorte mit den Zielen des Unternehmens identifizieren? Diese und weitere Fragen dürften sich auch bei RWE stellen.

Absolut. Deshalb ist die Integration der neuen Aktivitäten unter dem Dach von RWE eine unserer wichtigsten Aufgaben. Bis zum Vollzug der Transaktion sind uns da noch kartellrechtliche Grenzen gesetzt. Aber im Rahmen des Erlaubten haben wir schon viel erreicht. Wir haben unsere Strategie auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien festgelegt und das Team zusammengestellt, das dieses Geschäft führen wird. Demnächst werden wir über die zweite Management-Ebene entscheiden. Dabei ist klar: RWE wird nicht erweitert um ein neues Tochterunternehmen, sondern wird sich insgesamt stark verändern. Wir werden viel heterogener, viel internationaler. Ob Ingenieure in Neurath, Projektentwickler in Chicago oder Händler in Singapur: Sie alle stehen für die neue RWE. Wichtig ist, dass wir das als Chance begreifen und durch die Vielfalt lernen.

Als führender Ökostromproduzent dürfte RWE Sympathien gewinnen. Spüren Sie schon einen Image-Effekt?

In der breiten Öffentlichkeit ist das noch nicht angekommen. Aber das wundert mich nicht. Denn erst wenn die Transaktion abgeschlossen ist, können wir als ein Erneuerbare-Energien-Unternehmen agieren. Und auch dann dürfte es noch mindestens zwei Jahre dauern, bis sich das Bild der neuen RWE bei den Menschen verfestigt.

Warum so lange?

Weil die Geschichte von RWE eng mit der Stromerzeugung aus Kohle, Gas und Kernenergie verbunden ist. Dieses etwas einseitige Bild ändert sich nicht über Nacht. Im Übrigen wünsche ich mir auch gar nicht, dass sich unser Image komplett ändert. RWE hat den Ruf eines verantwortungsvollen, verlässlichen Partners. Das ist ein schönes Bild, dem wir weiter entsprechen wollen, wenn wir demnächst die gesamte Bandbreite der Stromerzeugung abdecken. Was uns in puncto Image erheblich voranbringen kann, ist ein klarer politischer Rahmen zur Zukunft der Kohleverstromung, der für alle Seiten akzeptabel ist.



Diesen Rahmen dürfte es in Deutschland ja bald geben. Die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ hat ein Konzept für einen Kohleausstieg bis 2038 vorgelegt. Schon in den nächsten Jahren sollen weitere Kraftwerke vom Netz gehen. Eine unangenehme Überraschung für Sie?

Mich hat positiv überrascht, dass sich die Kommission fast einstimmig auf ein Zukunftskonzept geeinigt hat. Mit einer Ausnahme haben alle Mitglieder die Empfehlungen mitgetragen, Vertreter der Industrie und der Gewerkschaften ebenso wie Vertreter der Umweltverbände und Bürgerinitiativen. Das ist eine tolle Leistung der Kommission und ihrer Vorsitzenden. Sie haben eine solide Basis geschaffen, auf der jetzt Gespräche zwischen der Bundesregierung und den Unternehmen stattfinden können.

Der Rahmen steht also. Wie geht es nun weiter?

Jetzt kommt es darauf an, dass sich die Bundesregierung die Vorschläge der Kommission vollständig zu eigen macht. Ich warne davor, das Paket wieder aufzuschnüren, auf das man sich nach monatelangem Ringen geeinigt hat. In den Gesprächen der Bundesregierung mit den Unternehmen muss es nun darum gehen, auch über die Details Einvernehmen zu erzielen. Vieles, was im Abschlussbericht steht, bedarf noch der Konkretisierung. Gut ist, dass den Unternehmen Entschädigungen gewährt werden sollen, wenn sie Kraftwerke vorzeitig schließen müssen, und dass dabei Auswirkungen auf die Tagebaue mitberücksichtigt werden. Das entspricht auch unserem Rechtsverständnis.

Die Kommission empfiehlt zusätzliche Kraftwerksschließungen bis 2022. Bei Braunkohle sind es wohl etwa 3 Gigawatt. Wird Nordrhein-Westfalen den Löwenanteil davon stemmen?

Ja, damit ist zu rechnen, weil der Strukturwandel hier einfacher erscheint als in den östlichen Braunkohlerevieren. Man darf aber nicht vergessen, dass wir im rheinischen Revier schon im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft 1,5 Gigawatt vorzeitig stilllegen. Weitere Schließungen werden viel schwieriger sein und wohl auch große Auswirkungen auf das Tagebausystem haben. Und sie werden dazu führen, dass Stellen wegfallen. Ich rechne mit einem signifikanten Abbau bereits bis 2023, der weit über die bisherigen Planungen und das durch normale Fluktuation Mögliche hinausgeht. Wie viele Mitarbeiter hiervon betroffen sein werden, lässt sich aber erst abschätzen, wenn wir genau wissen, was auf uns zukommt.

Wie stellen Sie sicher, dass die Interessen der betroffenen Beschäftigten gewahrt werden?

Klar ist, dass die Maßnahmen sozial abgefedert werden müssen, denn die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter dürfen nicht die Leidtragenden politischer Beschlüsse werden. In ihrem Bericht hat sich die Kommission klar dafür ausgesprochen, dass es keine betriebsbedingten Kündigungen geben darf und dass niemand ins Bergfreie fällt. Analog zum Ausstieg aus dem Steinkohlebergbau soll es eine Regelung mit Anpassungsgeld geben. Die muss aber noch weiter spezifiziert werden. Es gibt also noch viele offene Fragen, die zu beantworten sind.

Kommen wir zum Geschäftsverlauf im vergangenen Jahr. Das bereinigte EBITDA lag mit etwas über 1,5 Milliarden Euro im unteren Bereich der prognostizierten Bandbreite. Ihr Resümee?

Insgesamt können wir mit der operativen Entwicklung zufrieden sein. Das, was wir selbst in der Hand hatten, ist gut gelaufen. Unsere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter haben auch 2018 wieder einen tollen Job gemacht. Dann gibt es aber auch Dinge, die man weder prognostizieren noch beeinflussen kann, zum Beispiel die gerichtlich verfügte Aussetzung des britischen Kapazitätsmarktes. Das hat uns 2018 rund 50 Millionen Euro

gekostet. Solche Unwägbarkeiten sind immer möglich. Deshalb prognostizieren wir auch keine konkreten Ergebniszahlen, sondern Bandbreiten.

Eine weitere unangenehme Überraschung war im Herbst der vom Oberverwaltungsgericht Münster verhängte vorläufige Rodungsstopp im Hambacher Forst. Wie hoch schätzen Sie die Belastungen daraus aktuell ein?

An der Einschätzung, die wir kurz nach der Gerichtsentscheidung vorgenommen haben, halten wir bis auf Weiteres fest. Wir rechnen damit, dass die Braunkohleförderung aus dem Tagebau Hambach in diesem und den beiden kommenden Jahren um durchschnittlich 10 bis 15 Millionen Tonnen niedriger ausfällt. Das bedeutet 9 bis 13 Terawattstunden weniger Strom und ein um 100 bis 200 Millionen Euro geringeres EBITDA – pro Jahr. 2019 wird sich die Ergebniseinbuße wohl noch am unteren Rand der Bandbreite bewegen, weil wir die Betriebsabläufe angepasst haben.

Apropos 2019: Was sind Ihre Erwartungen für das laufende Geschäftsjahr?

Operativ könnte es ähnlich laufen wie 2018, trotz der Belastungen aus dem Gerichtsbeschluss zum Hambacher Forst. Wir rechnen mit einem bereinigten EBITDA von 1,4 bis 1,7 Milliarden Euro. Dabei unterstellen wir, dass der britische Kapazitätsmarkt 2019 noch außer Kraft bleibt. Im Übrigen erwarten wir positive Effekte aus der Erholung der Stromgroßhandelspreise. 2019 ist aber vor allem das Jahr, in dem wir das Tauschgeschäft mit E.ON abschließen wollen und den Startschuss für die neue RWE geben. Wenn außerdem noch eine langfristige, verlässliche Perspektive für die Kohleverstromung geschaffen werden kann, wird 2019 ein sehr gutes Jahr für RWE.

Noch ein Wort zur neuen RWE, in der Kohlestrom und Kernkraft unter einem Dach mit den erneuerbaren Energien sind. Der eine Teil des Geschäfts ist politisch umstritten und wird zurückgefahren, der andere steht im Rampenlicht und wächst. Kann dieser Kontrast nicht zu einer Belastungsprobe werden?

Ganz im Gegenteil. Ich sagte ja schon, dass die konventionelle Stromerzeugung und die erneuerbaren Energien zwei Seiten ein und derselben Medaille sind. Und wenn wir es beispielsweise schaffen, unsere Kernkraftwerke hocheffizient zurückzubauen, trägt das ebenso zum wirtschaftlichen Erfolg von RWE bei wie ein profitabler Windpark. Kürzlich sagte mir ein Manager der Kernenergiesparte, dass es ihn motiviert, für ein Unternehmen zu arbeiten, das eine Wachstumsperspektive hat. Bei der neuen RWE kann jeder vom anderen profitieren. Und jeder ist wichtig an seinem Platz. Wenn das klar ist, haben wir beste Chancen für eine gemeinsame erfolgreiche Zukunft.

Das Gespräch führten Burkhard Pahnke und Jérôme Hördemann.

DER VORSTAND DER RWE AG

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 Mai 2009 bis September 2010 Vorstand Operative Steuerung National der RWE AG, von Oktober 2010 bis Oktober 2016 Vorstand Operative Steuerung und von Juli 2012 bis Oktober 2016 stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG, seit Oktober 2016 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG, seit Mai 2017 auch Arbeitsdirektor der RWE AG.

Konzernressorts

- Corporate Transformation
- Interne Revision & Compliance
- Konzernkommunikation & Energiepolitik
- Konzernstrategie
- Personal
- Recht
- Unternehmensentwicklung

Dr. Markus Krebber

Finanzvorstand

Geboren 1973 in Kleve, Bankkaufmann und promovierter Wirtschaftswissenschaftler, von 2000 bis 2005 bei McKinsey & Company, von 2005 bis 2012 verschiedene leitende Positionen bei der Commerzbank AG, von November 2012 bis August 2016 Geschäftsführer und Chief Financial Officer der RWE Supply & Trading GmbH, von März 2015 bis Mai 2017 Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH, seit Oktober 2016 Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

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

BERICHT DES AUFSICHTSRATS



„Mit den erneuerbaren Energien wird RWE ein Geschäftsfeld hinzugewinnen, das sich durch stabile Erträge, attraktive Wachstumsoptionen und breite gesellschaftliche Akzeptanz auszeichnet. Damit macht das Unternehmen einen riesigen Schritt nach vorn.“

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

nach der Gründung und dem Börsengang von innogy 2016 gab es im vergangenen Jahr eine weitere Weichenstellung, die den RWE-Konzern tiefgreifend verändert: Mit dem deutschen Wettbewerber E.ON wurde ein umfassender Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen vereinbart, der 2019 abgeschlossen werden soll. RWE wird damit zu Europas Nr. 3 bei den erneuerbaren Energien, während E.ON sich mit dem Netz- und Vertriebsgeschäft von innogy verstärkt. Meine Kollegen im Aufsichtsrat und ich begrüßen die Transaktion. Mit den erneuerbaren Energien wird RWE ein Geschäftsfeld hinzugewinnen, das sich durch stabile Erträge, attraktive Wachstumsoptionen und breite gesellschaftliche Akzeptanz auszeichnet. Damit macht das Unternehmen einen riesigen Schritt nach vorn. Diese Einschätzung wird offenbar am Kapitalmarkt geteilt: Beflügelt von den neuen operativen Perspektiven hat die RWE-Stammaktie im vergangenen Jahr eine Gesamtrendite von 20 % erbracht und sich damit eindrucksvoll gegen den negativen Markttrend behauptet.

Die Aktien-Performance von RWE wäre wohl noch deutlich besser gewesen, hätte uns der vom Oberverwaltungsgericht Münster verfügte vorläufige Rodungsstopp im Hambacher Forst nicht jäh daran erinnert, welchen Risiken RWE in der konventionellen Stromerzeugung weiterhin ausgesetzt ist. Der im Oktober 2018 getroffene Beschluss wird den Fortgang des Hambacher Braunkohletagebaus erheblich beeinträchtigen und das operative Ergebnis belasten. Nach der zum Teil hitzigen Debatte um die Rodung des Forstes und die Zukunft der Kohleverstromung in Deutschland bleibt zu hoffen, dass diese Themen künftig wieder mit mehr Sachlichkeit und Weitblick behandelt werden. Die im Januar 2019 vorgelegten Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ könnten dazu einen wichtigen Beitrag leisten. Das von der Bundesregierung einberufene Gremium tritt dafür ein, dass Deutschland bis Ende 2022 zusätzliche Kohlekraftwerke vom Netz nimmt und spätestens 2038 ganz aus der Kohleverstromung aussteigt (siehe auch Seite 33 im vorliegenden Geschäftsbericht). In einer Sondersitzung des Aufsichtsrats am 5. Februar 2019 haben wir uns eingehend mit den Kommissionsvorschlägen befasst. Es ist erkennbar, dass sie gravierende Folgen für das Braunkohlegeschäft von RWE haben werden. Die Empfehlungen bergen Risiken, eröffnen aber auch Chancen. Sie können der Politik als Grundlage dienen, um Planungssicherheit für Unternehmen, Beschäftigte und Regionen zu schaffen. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass den Betroffenen keine Nachteile entstehen.

Lassen Sie mich nun auf unsere Aufsichtsratsarbeit im abgelaufenen Geschäftsjahr eingehen. Auch 2018 haben wir sämtliche Aufgaben wahrgenommen, die uns nach Gesetz oder Satzung obliegen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens beraten und sein Handeln aufmerksam überwacht; zugleich waren wir in alle grundlegenden Entscheidungen eingebunden. Der Vorstand informierte uns mündlich und schriftlich über alle wesentlichen Aspekte der Geschäftsentwicklung, die Ertragslage, die Risiken und deren Management. Er tat dies regelmäßig, umfassend und zeitnah. 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 mit den Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands auseinanderzusetzen. Der Vorstand hat uns über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit in mehreren außerordentlichen Sitzungen und auch außerhalb unserer Sitzungen umfassend informiert. Wir haben alle nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst, mitunter auch im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstand. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des Konzerns konnten somit ohne Zeitverzug erörtert werden.

Im vergangenen Jahr kam der Aufsichtsrat zu fünf ordentlichen und drei außerordentlichen Sitzungen zusammen, auf deren Inhalte ich im Folgenden näher eingehen werde. Die Vertreter der Anteilseigner- und der Arbeitnehmerseite im Aufsichtsrat berieten die Tagesordnungspunkte der Plenumsitzungen in separaten Vorbesprechungen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Präsenz der Gremienmitglieder in den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse:

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2018 ¹	Aufsichtsrat	Präsidium	Prüfungsausschuss	Personal-ausschuss	Strategie-ausschuss
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	8/8	1/1	3/4 ²	3/3	1/1
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	6/8	1/1		3/3	1/1
Michael Bochinsky (seit 1. August)	3/3		2/2		
Reiner Böhle	8/8			3/3	
Sandra Bossemeyer	7/8	1/1			
Martin Bröker (seit 1. September)	3/3				
Ute Gerbaulet	7/8				
Reinhold Gispert (bis 31. Juli)	5/5		2/2		
Andreas Henrich (bis 31. August)	5/5				
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	7/8	1/1			1/1
Dr. h. c. Monika Kircher	8/8				
Monika Krebber	6/8 ³	1/1			
Harald Louis	8/8			3/3	
Dagmar Mühlenfeld	8/8	1/1			
Peter Ottmann	8/8			3/3	
Günther Schartz	7/8				1/1
Dr. Erhard Schipporeit	6/8 ³		4/4		
Dr. Wolfgang Schüssel	8/8	1/1	4/4	3/3	
Ullrich Sierau	8/8		3/4		
Ralf Sikorski	7/8		4/4		1/1
Marion Weckes	8/8		4/4		
Leonhard Zubrowski	8/8	1/1			1/1

1 Die Präsenz wird angegeben als Anzahl der Sitzungen, an denen das Aufsichtsratsmitglied teilgenommen hat, im Verhältnis zur Gesamtzahl der Sitzungen während der Mitgliedschaft im jeweiligen Gremium. Von den Ausschüssen sind nur diejenigen aufgeführt, die im Berichtsjahr getagt haben.

2 Dr. Werner Brandt hat als Gast an Sitzungen des Prüfungsausschusses teilgenommen.

3 Monika Krebber und Dr. Erhard Schipporeit, die auch dem Aufsichtsrat der innogy SE angehören, haben an den außerordentlichen Aufsichtsratssitzungen am 11. und 12. März 2018, in denen es um das geplante Tauschgeschäft mit E.ON ging, aufgrund möglicher Interessenkonflikte nicht teilgenommen.

Themenschwerpunkte der Aufsichtsratssitzungen. In den ordentlichen Aufsichtsratssitzungen hat uns der Vorstand in aller Ausführlichkeit über aktuelle Geschehnisse informiert, die für RWE von Bedeutung waren. Ein Schwerpunkt seiner regelmäßigen Berichterstattung war die politische Diskussion um den deutschen Kohleausstieg und die Arbeit der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Des Weiteren befassten wir uns mit ersten Überlegungen des Bundesumweltministeriums zur Frage, wie die neuen EU-Vorgaben zur Luftreinhaltung bei Kraftwerken in nationales Recht umzusetzen sind. Der Vorstand hielt uns außerdem über die energiepolitischen Entwicklungen in Nachbarländern auf dem Laufenden, z. B. über den geplanten Kohleausstieg in den Niederlanden. Neben diesen und weiteren Themen kam auch der bevorstehende Brexit zur Sprache. In den außerordentlichen Sitzungen haben wir uns ausschließlich mit Sonderthemen befasst. Im Folgenden gehe ich auf die wesentlichen Inhalte unserer Sitzungen ein:

- In seiner ordentlichen Sitzung vom 7. März 2018 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss 2017 und die Tagesordnung der Hauptversammlung vom 26. April 2018 erörtert und verabschiedet. Darüber hinaus befassten wir uns mit den Gesprächen, die ich im Vorfeld mit großen institutionellen Anlegern zu Corporate-Governance-Themen (Vorstandsvergütung, Zusammensetzung des Aufsichtsrats etc.) und zur Klimaschutzstrategie von RWE geführt hatte. Dieser Austausch wurde von Anlegerseite sehr begrüßt und soll im jährlichen Turnus fortgesetzt werden.
- Hauptthema zweier außerordentlicher Sitzungen am 11. und 12. März 2018 war der von RWE und E.ON geplante Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen, mit dem sich die beiden Unternehmen grundlegend neu aufstellen. Nach intensiven Beratungen haben wir am 12. März grünes Licht für die Transaktion gegeben. Noch am gleichen Tag wurde das Tauschgeschäft vertraglich vereinbart.
- In der ordentlichen Sitzung am 26. April 2018 haben wir uns u. a. mit der Frage befasst, wie die Politik die neuen EU-Vorgaben zur Begrenzung von Luftschadstoffemissionen durch Kraftwerke in nationales Recht umsetzen wird. Zum damaligen Zeitpunkt hatte es dazu bereits erste Überlegungen im Bundesumweltministerium gegeben. Außerdem haben wir letzte Vorbereitungen für die Hauptversammlung getroffen, die am gleichen Tag stattfand.
- Bei unserer ordentlichen Sitzung vom 6. Juli 2018 stand die IT-Sicherheit im Mittelpunkt. Der Staat und die Wirtschaft sind zunehmenden Risiken durch Hackerangriffe ausgesetzt. Gestiegen ist nicht nur die Häufigkeit, sondern auch die Intensität solcher Attacken. In unserer Sitzung haben wir uns damit befasst, welche Schutzmaßnahmen bereits getroffen wurden und welche weiteren Schritte nötig sind, um die Sicherheit der IT-Infrastruktur von RWE auch in Zukunft zu gewährleisten.
- Bei der ordentlichen Sitzung am 21. September 2018 widmeten wir uns der Sicht des Kapitalmarktes auf RWE. Der Vorstand berichtete uns von der positiven Resonanz, auf die das geplante Tauschgeschäft mit E.ON bei Investoren gestoßen ist. Sehr ausführlich befassten wir uns mit der Frage, ob RWE langfristig an der Refinanzierung mit Vorzugsaktien festhalten soll. An den internationalen Kapitalmärkten ist es üblich, dass jede Aktie auch ein Stimmrecht hat. Gemeinsam mit dem Vorstand haben wir über verschiedene Handlungs- und Gestaltungsoptionen beraten, darunter eine mögliche Umwandlung der Vorzugsaktien in Stammaktien.
- Am 14. Oktober 2018 traf sich der Aufsichtsrat zu einer außerordentlichen Sitzung, in der er sich mit dem vom Oberverwaltungsgericht Münster verhängten vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst befasste. Der Vorstand informierte uns darüber, welche weitreichenden Folgen die Gerichtsentscheidung für den Tagebaubetrieb und die Ertragslage des Unternehmens haben kann, und beriet sich mit uns über das weitere Vorgehen.
- In der ordentlichen Sitzung vom 12. Dezember 2018 haben wir die Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2019 begutachtet und verabschiedet. Turnusgemäß befassten wir uns auch mit den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK), die seit dem 24. April 2017 unverändert geblieben sind, und verabschiedeten gemeinsam mit dem Vorstand eine aktualisierte Entsprechenserklärung. Ein weiterer Themenschwerpunkt war die Digitalisierung und ihre zunehmende Bedeutung für die Unternehmenswelt. Wir kamen darin überein, dass Sachverstand auf diesem Gebiet im Kompetenz- und Anforderungsprofil des Aufsichtsrats explizit berücksichtigt sein sollte, und haben das Profil entsprechend erweitert. In der Sitzung haben wir uns auch mit dem Beschluss des Gerichts der Europäischen Union zum britischen Kapazitätsmarkt befasst, der zu einer vorläufigen Aussetzung der Prämienzahlungen geführt hat. Ausführlich widmeten wir uns dem bevorstehenden EU-Austritt Großbritanniens und analysierten seine möglichen Auswirkungen auf RWE. Außerdem

ließen wir uns vom Vorstand über die zunehmend kohlekritische Haltung von Banken und Versicherungen berichten. Die Geschäftsbeziehungen von RWE mit Finanzinstituten werden davon aber bislang kaum beeinträchtigt.

Ausschüsse des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat hatte im vergangenen Jahr fünf ständige Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 199 aufgeführt sind. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Sitzungen des Plenums anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. Gelegentlich nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, sofern ihnen diese vom Aufsichtsrat übertragen wurden. In jeder ordentlichen Sitzung wird der Aufsichtsrat über die Arbeit der Ausschüsse durch deren jeweiligen Vorsitzenden informiert. Im Berichtsjahr fanden insgesamt neun Ausschusssitzungen statt, auf die ich nun näher eingehen möchte. Die individuelle Sitzungspräsenz können Sie der Tabelle auf Seite 9 entnehmen.

- Das **Präsidium** tagte einmal. Seine Mitglieder setzten sich intensiv mit der Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2019 und der Vorschau auf die Jahre 2020 und 2021 auseinander und bereiteten deren Verabschiedung durch den Aufsichtsrat vor.
- Der **Prüfungsausschuss** trat viermal zusammen. Er befasste sich schwerpunktmäßig mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns mitsamt des zusammengefassten Lageberichts sowie mit dem Halbjahresbericht und den Quartalsmitteilungen. Die Abschlüsse erörterte er vor ihrer Veröffentlichung mit dem Vorstand und ließ sich vom Abschlussprüfer über die Ergebnisse der Prüfung bzw. prüferischen Durchsicht berichten. Sein besonderes Augenmerk galt dabei der Qualität der Abschlussprüfung. Über seinen Vorsitzenden stand der Ausschuss auch außerhalb der Sitzungen im Dialog mit dem Wirtschaftsprüfer. Das Gremium gab darüber hinaus eine Empfehlung zur Auswahl des Wirtschaftsprüfers für das Geschäftsjahr 2018, bereitete die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer einschließlich der Honorarvereinbarung vor und legte die Prüfungsschwerpunkte fest. Auf seiner Agenda stand auch die nichtfinanzielle Berichterstattung: Analysen und Vergleiche mit anderen Unternehmen belegen, dass RWE hier ein hohes Transparenzniveau erreicht. Der Prüfungsausschuss ließ sich turnusgemäß über die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems berichten. Dabei wurden keine Tatsachen bekannt, die an der Wirksamkeit des Kontrollsystems zweifeln lassen. Des Weiteren befasste sich der Ausschuss mit der Ausgestaltung des Compliance-Management-Systems, der Planung und den Ergebnissen der internen Revision, der Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), der Datensicherheit sowie rechtlichen und steuerlichen Fragen. Bei Bedarf wurden zu den Beratungen Fachexperten aus dem Unternehmen hinzugezogen.
- Im Berichtsjahr fanden drei Sitzungen des **Personalausschusses** statt. Das Gremium befasste sich u. a. mit notwendigen Anpassungen der Zielwerte für die variable Vergütung von Vorstand und Führungskräften, die sich aus dem geplanten Tauschgeschäft mit E.ON ergaben. Über die Änderungen informieren wir Sie ausführlich auf Seite 64 ff. Darüber hinaus bereitete der Ausschuss den Aufsichtsratsbeschluss zur erneuten Bestellung von Dr. Markus Krebber als Vorstandsmitglied der RWE AG vor.
- Der **Nominierungsausschuss** tagte 2018 nicht.
- Die Mitglieder des **Strategieausschusses** trafen sich einmal. Schwerpunkt dieser Sitzung war das mit E.ON vereinbarte Tauschgeschäft. Der Vorstand erläuterte dabei u. a. die Eckpunkte seiner künftigen Strategie auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien. Außerdem informierte er den Ausschuss über die – im Rahmen des kartellrechtlich Zulässigen – getroffenen vorbereitenden Maßnahmen zur Integration der Geschäftsaktivitäten, die RWE im Zuge der Transaktion übernimmt.
- Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste 2018 nicht einberufen werden.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind per Gesetz und nach dem DCGK dazu angehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im vergangenen Jahr haben Monika Krebber und Dr. Erhard Schipporeit, die sowohl dem Aufsichtsrat der RWE AG als auch dem Aufsichtsrat der innogy SE angehören, im Hinblick auf Entscheidungen zum geplanten Tauschgeschäft mit E.ON einen Interessenkonflikt angezeigt. Sie haben deshalb keine vorbereitenden Sitzungsunterlagen zu den betreffenden Tagesordnungspunkten erhalten und nahmen nicht an Beratungen und Beschlussfassungen teil.

Jahresabschluss 2018. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2018 der RWE AG, den gemäß § 315a HGB nach IFRS aufgestellten Konzernabschluss sowie den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit einem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. PricewaterhouseCoopers hat zudem festgestellt, dass der Vorstand ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung am 26. April 2018 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 für das Jahr 2018 rechtzeitig erhalten. In der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 8. März 2019 hat der Vorstand die Unterlagen erläutert. Die Wirtschaftsprüfer 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 2019 im Beisein der Wirtschaftsprüfer eingehend mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie den Prüfungsberichten befasst und dem Aufsichtsrat empfohlen, die Abschlüsse zu billigen und dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zuzustimmen.

In der Bilanzsitzung hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern, den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns sowie den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht 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 2018 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der die Ausschüttung einer Dividende von 0,70 € je Aktie vorsieht.

Personelle Veränderungen im Aufsichtsrat. Im Berichtsjahr gab es zwei Personalveränderungen im Aufsichtsrat: Reinhold Gispert und Andreas Henrich – beide Vertreter der Arbeitnehmerseite – sind mit Ablauf des 31. Juli bzw. 31. August aus dem Gremium ausgeschieden. Für Reinhold Gispert bestellte das Amtsgericht Essen Michael Bochinsky mit Wirkung zum 1. August 2018 in den Aufsichtsrat. Die Nachfolge von Andreas Henrich trat zum 1. September Martin Bröker an, der von der Delegiertenversammlung der Arbeitnehmer am 2. März 2016 zum Ersatzmitglied für Herrn Henrich gewählt worden war. Im Namen des Aufsichtsrats danke ich den Herren Gispert und Henrich für ihre wertvolle Arbeit in unserem Gremium und ihren Einsatz zum Wohle von RWE.

Dank an die Beschäftigten von RWE. Die letzten Zeilen meines Berichts möchte ich traditionsgemäß jenen widmen, die den wichtigsten Beitrag zum Erfolg und zur Weiterentwicklung von RWE leisten: den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern. In der Vergangenheit – und auch 2018 wieder – haben sie gezeigt, dass man mit Kompetenz und Einsatzbereitschaft viel erreichen kann. Meine Kollegen und ich wissen das sehr zu schätzen und sprechen ihnen dafür unseren herzlichen Dank aus. Im vergangenen Jahr sind die Weichen für eine neue RWE gestellt worden, die für Stabilität und Wachstum steht. Der Weg des Unternehmens führt in eine vielversprechende Zukunft, mag er auch zeitweise beschwerlich sein. Ich bin mir sicher: Mit der Unterstützung der Beschäftigten wird RWE auf diesem Weg erfolgreich sein und auch die ganz großen Herausforderungen bewältigen.

Für den Aufsichtsrat



Dr. Werner Brandt
Vorsitzender

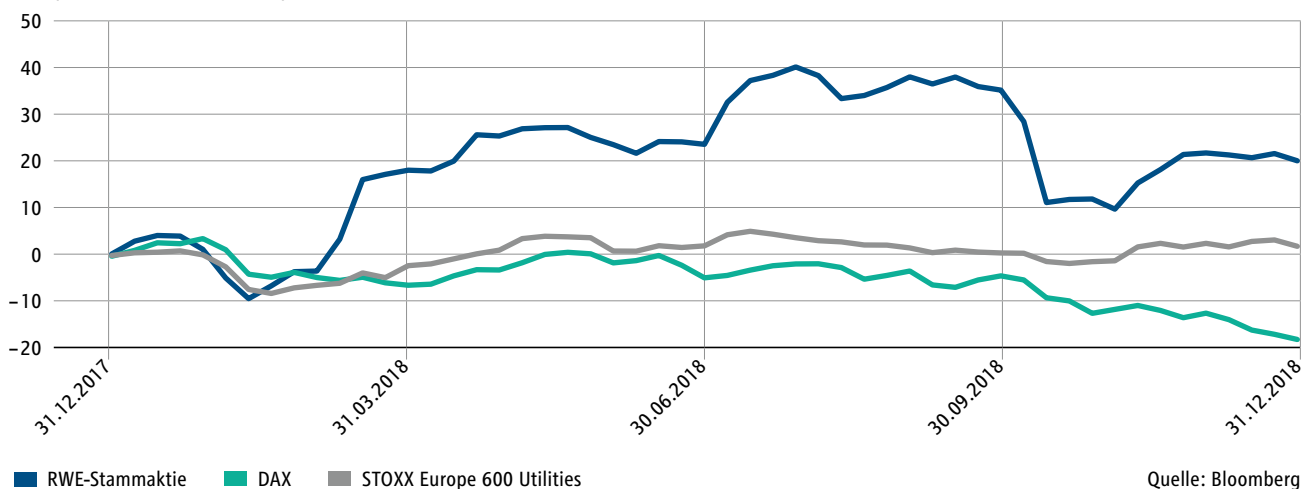
Essen, 8. März 2019

RWE AM KAPITALMARKT

Zunehmende Konjunkturrisiken drückten 2018 die Stimmung am deutschen Aktienmarkt. Nach sechs Jahren mit positiven Renditen schloss der DAX 2018 erstmals wieder im Minus. Wesentlich günstiger fiel die Jahresbilanz bei den RWE-Aktien aus: Unsere Stämme beendeten das Börsenjahr mit einem Plus von 20 %. Wesentlich dazu beigetragen hat unsere mit E.ON getroffene Vereinbarung über den Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen. Anleger und Analysten begrüßen diese Transaktion, weil wir mit den erneuerbaren Energien ein attraktives Geschäftsfeld hinzugewinnen, das sich durch hervorragende Wachstumsperspektiven auszeichnet. Auch die fortgesetzte Preiserholung im deutschen Stromgroßhandel schlug sich positiv im Kurs der RWE-Aktien nieder.

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

in % (Wochendurchschnittswerte)



DAX wegen konjunktureller Abkühlung deutlich im Minus.

Die Stimmung am deutschen Aktienmarkt hat sich 2018 spürbar verschlechtert: Der DAX gab im Jahresverlauf um 18 % auf 10.559 Punkte nach. Damit verzeichnete er erstmals seit 2011 eine negative Jahresperformance und war zugleich einer der schwächsten europäischen Börsenindizes. Wegen seiner hohen Außenhandelsabhängigkeit litt der DAX überproportional unter den Handelskonflikten zwischen den USA und anderen Industrienationen. Auch die sich abzeichnende Verlangsamung des Wirtschaftswachstums machte ihm zu schaffen. Hinzu kamen Probleme einzelner Sektoren, insbesondere der im DAX stark vertretenen Automobilbranche, die mit drohenden Dieselfahrverboten zu kämpfen hatte. Die unklaren Brexit-Konditionen und der ungewisse wirtschaftspolitische Kurs Italiens trugen ebenfalls zur Verunsicherung der Anleger bei. Stabilisierenden Einfluss auf die Aktienkursentwicklung hatte die weiterhin extrem expansive Geldpolitik der Europäischen Zentralbank.

RWE-Stammaktie mit Jahresrendite von 20 %. Eine wesentlich bessere Performance als der DAX legten die RWE-Aktien hin. Unsere Stämme gingen Ende 2018 mit 18,97 € aus dem Handel. Inclusive der Anfang Mai gezahlten Dividende von 1,50 € kamen sie auf eine Jahresrendite von

20 %. Damit belegten sie Platz 2 im DAX. Auch den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (+2 %) haben sie deutlich übertroffen. Hauptursache für ihre starke Performance war die mit E.ON getroffene Vereinbarung über den Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen, durch die wir zu einem führenden europäischen Erneuerbare-Energien-Unternehmen werden. Auf der Seite 35 f. informieren wir ausführlich über diese Transaktion. Am 12. März, dem ersten Börsenhandelstag nach Bekanntwerden des Vorhabens, legte unsere Stammaktie um 9 % zu. Auch steigende Stromgroßhandelspreise hatten positiven Einfluss auf die Kursentwicklung. Bei unseren Vorzugsaktien, deren Performance mit 43 % noch wesentlich besser als die unserer Stämme war, kam ein Sondereffekt hinzu: Im Dezember gab der Vorstand der RWE AG bekannt, dass er der Hauptversammlung am 3. Mai 2019 die 1:1-Umwandlung der Vorzugsaktien in Stammaktien ohne Zuzahlung vorschlagen wird. Durch die Ankündigung stieg der Kurs der Vorzüge bis knapp unter das Niveau der Stämme. Einen herben Rückschlag erlitten die RWE-Aktien allerdings im Oktober durch den gerichtlich verfügten vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst, der zu Produktions- und Ertragsausfällen in der Braunkohle-verstromung führen wird (siehe Seite 36).

Kennzahlen der RWE-Aktien		2018	2017	2016	2015	2014
Ergebnis je Aktie ¹	€	0,54	3,09	-9,29	-0,28	2,77
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten je Aktie ¹	€	7,50	-6,13	3,83	5,43	9,04
Dividende je Stammaktie	€	0,70 ²	1,50	-	-	1,00
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,70 ²	1,50	0,13	0,13	1,00
Ausschüttung	Mio. €	430 ²	922	5	5	615
Dividendenrendite der Stammaktie ³	%	3,7	8,8	-	-	3,9
Dividendenrendite der Vorzugsaktie ³	%	3,7	10,5	1,5	1,5	5,3
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	18,97	17,00	11,82	11,71	25,65
Höchstkurs	€	22,48	23,14	15,95	25,68	32,83
Tiefstkurs	€	15,10	11,80	10,17	9,20	24,95
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	18,84	14,33	8,72	8,94	18,89
Höchstkurs	€	19,20	17,46	11,61	19,62	25,61
Tiefstkurs	€	13,46	8,87	7,95	7,33	18,89
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	614.745	614.745	614.745
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	11,7	10,3	7,1	7,1	15,5

1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der in Umlauf befindlichen Aktien; die Vergleichbarkeit der Zahlen unterschiedlicher Geschäftsjahre ist zum Teil durch Anpassungen der Berichtsweise beeinträchtigt (siehe Seite 40).

2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2018 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 3. Mai 2019

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

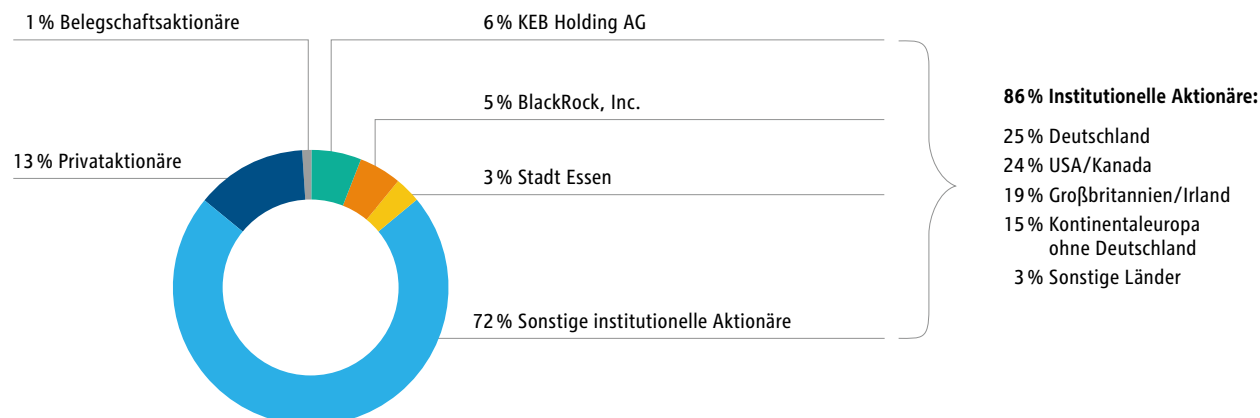
Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2018.

Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 3. Mai 2019 vorschlagen, für das zurückliegende Geschäftsjahr eine Gewinnausschüttung von 0,70 € je Stamm- und Vorzugsaktie zu leisten. Damit würde sich die reguläre Dividende gegenüber dem Vorjahr um 0,20 € erhöhen. Zwar hatten wir für das Geschäftsjahr 2017 insgesamt 1,50 € ausgeschüttet; darin enthalten war aber eine Sonderzahlung von 1,00 €, mit der wir unsere Aktionäre an der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer beteiligt haben.

Breite internationale Aktionärsbasis. Ende 2018 waren schätzungsweise 86 % der insgesamt 614,7 Mio. RWE-Aktien (inkl. 39 Mio. Vorzüge ohne Stimmrecht) im Eigentum institutioneller Investoren, während 14 % auf Privatpersonen (inkl. Belegschaftsaktionäre) entfielen. Institutionelle Investoren aus Deutschland hielten 25 % der RWE-Anteile (Vorjahr: 29 %). In anderen Ländern Kontinentaleuropas kam diese Anlegergruppe auf 15 % des Aktienkapitals (Vorjahr: 14 %); in Nordamerika, Großbritannien und Irland summierte sich ihr Anteil auf 43 % (Vorjahr: 40 %). Größter Einzelaktionär der RWE AG ist die KEB Holding, hinter der die Stadt Dortmund steht, gefolgt vom amerikanischen Vermögensverwalter BlackRock. Ihren letzten Stimmrechtsmitteilungen zufolge

hielten diese Gesellschaften 6 % bzw. 5 % am gezeichneten Kapital. Auf Platz 3 folgt die Stadt Essen mit 3 %. Der Anteil unserer Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zuletzt 94 %. Herausgerechnet wurde hier nur der Anteil der KEB Holding. Aktienbestände von Vermögensverwaltern wie BlackRock klassifiziert die Deutsche Börse als Free Float, solange sie 25 % des Grundkapitals nicht übersteigen.

Etwa 1 % der RWE-Aktien befinden sich in den Händen unserer derzeitigen oder ehemaligen Beschäftigten. Durch Belegschaftsaktienprogramme ermöglichen wir Mitarbeitern deutscher und seit 2018 auch britischer Konzerngesellschaften, sich zu vergünstigten Konditionen am Unternehmen zu beteiligen. Im vergangenen Jahr haben mehr als 3.300 Personen und damit 21 % aller Bezugsberechtigten von diesem Angebot Gebrauch gemacht. Sie erwarben insgesamt 226 Tsd. Stammaktien. Für die Vergünstigungen und die Abwicklung der Programme haben wir 565 Tsd. € aufgewendet. In den Zahlen nicht berücksichtigt sind die Mitarbeiter der innogy SE und ihrer Tochtergesellschaften. Für sie gibt es seit 2017 ein eigenes Belegschaftsaktienprogramm mit innogy-Aktien.

Aktionärsstruktur der RWE AG¹

¹ Stand: Ende 2018; 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 an den Börsenplätzen Frankfurt am Main, Düsseldorf, Berlin, Hamburg, Hannover, München und Stuttgart sowie über elektronische Handelsplattformen, z. B. Xetra, gehandelt. Auch an Börsen im europäischen Ausland 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). Dabei handelt es sich um 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	–

01

Zusammengefasster Lagebericht

1.1 STRATEGIE UND STRUKTUR

Als wir 2016 innogy gründeten und an die Börse brachten, waren dies nur erste Schritte auf dem Weg zu einer neuen RWE. Einen weiteren großen Schritt machen wir jetzt, indem wir unsere Finanzbeteiligung an innogy gegen eine führende operative Position bei den erneuerbaren Energien eintauschen. Basis dafür ist eine im März 2018 vereinbarte Transaktion mit E.ON, durch die sich beide Gesellschaften neu ausrichten. Sobald das Tauschgeschäft abgeschlossen ist, werden wir den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben – mit Nettoinvestitionen von rund 1,5 Mrd. € pro Jahr. Unsere neue Rolle wird die eines Allrounders in der Stromerzeugung sein, der mit seinen flexiblen Kraftwerken eine sichere Versorgung gewährleistet und zugleich aktiv am Umbau des Energiesystems für mehr Klimaschutz mitwirkt.

Geplantes Tauschgeschäft mit E.ON: Weichenstellung für eine neue RWE. Unser Unternehmen befindet sich inmitten eines Transformationsprozesses, durch den es sich operativ und organisatorisch neu aufstellt. Grundlage dafür ist eine im März 2018 getroffene Vereinbarung mit E.ON, in der sich die beiden Unternehmen auf einen umfassenden Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen verständigt haben. Geplant ist, dass E.ON unsere Finanzbeteiligung an innogy in Höhe von 76,8 % erwirbt, während wir nahezu das gesamte Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON und innogy übernehmen. Des Weiteren erhalten wir eine 16,67 %-Beteiligung an E.ON, die Minderheitsanteile der E.ON-Tochter PreussenElektra an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %), das Gasspeichergeschäft von innogy sowie den 37,9 %-Anteil von innogy am österreichischen Energieversorger Kelag. Im Rahmen der Transaktion leisten wir zudem eine Einmalzahlung in Höhe von 1,5 Mrd. € an E.ON. Die Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen sollen mit ökonomischer Rückwirkung zum 1. Januar 2018 übertragen werden. Wir sind zuversichtlich, das Tauschgeschäft bis Ende 2019 abschließen zu können.

RWE wird Europas Nr. 3 bei den erneuerbaren Energien.

Durch die Transaktion mit E.ON erhalten wir Kapazitäten für eine CO₂-freie Stromerzeugung aus regenerativen Quellen von etwa 9 GW. Der Großteil davon sind Windparks an Land (onshore) und im Meer (offshore). Wir werden damit zu Europas Nr. 3 bei den erneuerbaren Energien und zur globalen Nr. 2 auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft. Neben bestehenden Erzeugungsanlagen übernehmen wir ein Portfolio mit einer Vielzahl unterschiedlich weit fortgeschrittener Wachstumsprojekte. Schwerpunkt ist auch hier die Windkraft, gefolgt von Photovoltaik. Bereits im ersten Jahr nach Abschluss des Tauschgeschäfts werden die erneuerbaren Energien voraussichtlich mehr als die Hälfte zum bereinigten EBITDA des RWE-Konzerns beisteuern – und damit unser ertragreichstes Geschäftsfeld sein.

Weiterentwicklung der Strategie von RWE. Parallel zur Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON haben wir damit begonnen, Eckpunkte unserer künftigen Strategie bei den erneuerbaren Energien zu erarbeiten. Bereits Ende 2018 konnten wir dem Aufsichtsrat der RWE AG und den Mitarbeitern erste Ergebnisse unserer Überlegungen vorstellen. Unsere führende Position bei den erneuerbaren Energien, die wir durch die Transaktion gewinnen, wollen wir zügig ausbauen. Dafür planen wir jährliche Nettoinvestitionen von rund 1,5 Mrd. € ein. Mit den Mitteln sollte ein Kapazitätswachstum von 2 bis 3 GW pro Jahr erreichbar sein. In technologischer Hinsicht liegt unser Augenmerk auf Windkraft, Photovoltaik und Speichertechnologien. Geografisch werden wir uns auf Märkte in Europa, in Amerika und im asiatisch-pazifischen Raum konzentrieren. An dem von innogy und E.ON bisher verfolgten integrierten Geschäftsmodell halten wir fest; das bedeutet, wir werden bei neuen Projekten möglichst die gesamte Wertschöpfungskette von der Entwicklung über den Bau bis hin zum Betrieb abdecken. Um eine effiziente Steuerung zu ermöglichen, werden wir das Erneuerbare-Energien-Geschäft in die folgenden drei Unternehmensbereiche untergliedern: (1) Onshore-Wind und Photovoltaik in Europa und Asien-Pazifik, (2) Onshore-Wind und Photovoltaik in Amerika sowie (3) Offshore-Wind weltweit. Geleitet werden die Aktivitäten von einem sechsköpfigen Management-Team, darunter drei operativ Verantwortliche, die jeweils einen der genannten Unternehmensbereiche repräsentieren.

Bei allen Wachstumsambitionen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien wollen wir unsere führende Position in der konventionellen Stromerzeugung behaupten. Mit unserem Kraftwerkspark, einem der größten Europas, leisten wir einen unverzichtbaren Beitrag zu einer zuverlässigen und bedarfsgerechten Stromversorgung in unseren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und Benelux. Windkraft- und Photovoltaikanlagen sind dazu wegen ihrer stark schwankenden Auslastung kaum in der Lage. Auch Stromspeichertechnologien erfüllen noch nicht die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen, um in großem Maßstab für die Absicherung der Stromversorgung eingesetzt zu werden. Daher bedarf es noch auf lange Sicht konventioneller Erzeugungskapazitäten, die sich flexibel an die Schwankungen bei Wind- und Solarstrom anpassen.

Fest steht auch, dass der Energiehandel ein wichtiges Tätigkeitsfeld von RWE bleibt, nicht zuletzt wegen der engen Verflechtung mit dem Erzeugungsgeschäft. Unsere Handelsgesellschaft RWE Supply & Trading hat u. a. die Aufgabe, den Strom unserer Kraftwerke zu vermarkten und die für seine Produktion benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte am Markt zu beschaffen. Damit und mit der kommerziellen Optimierung des Einsatzes unserer Erzeugungsanlagen trägt sie maßgeblich zum operativen Erfolg des Konzerns bei.

Unsere Überlegungen zur Strategie der neuen RWE sind noch nicht abgeschlossen. Beispielsweise müssen wir noch festlegen, welche Dividendenpolitik wir verfolgen werden und welchen Verschuldungsgrad wir anstreben. Über einzelne Aspekte unserer Strategie können wir erst entscheiden, wenn das Tauschgeschäft mit E.ON abgeschlossen ist und wir die neuen Aktivitäten operativ kontrollieren. Danach wollen wir die Öffentlichkeit umfassend über unsere neue Strategie informieren.

RWE im Geschäftsjahr 2018: Konzernstruktur mit vier Segmenten. In der Übergangszeit bis zum Abschluss der Transaktion ist der RWE-Konzern in vier Segmente (Bereiche) untergliedert, die wir im Folgenden näher beschreiben. Neben den drei RWE-Bereichen Braunkohle & Kernenergie, Europäische Stromerzeugung und Energiehandel sind dies jene Aktivitäten von innogy, die wir fortführen werden.

(1) Braunkohle & Kernenergie. Hier erfassen wir unsere deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft sowie unsere Braunkohleförderung im Rheinland. Diese Aktivitäten werden von unserer Tochtergesellschaft RWE Power gesteuert. Unter Braunkohle & Kernenergie berücksichtigen wir ferner unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30 %) und an der deutschen URANIT (50 %), die mit 33 % an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Bis zu ihrer Veräußerung im März 2018 gehörte auch unsere 51 %-Beteiligung am ungarischen Braunkohleverstrome Mátra zu diesem Segment.

Braunkohle- und Kernkraftwerke werden aufgrund ihrer relativ niedrigen und stabilen Brennstoffkosten überwiegend zur Abdeckung der Grundlast eingesetzt. Ihre Wirtschaftlichkeit wird wesentlich vom Preisniveau im Stromgroßhandel bestimmt. Die Stromnotierungen folgten bis 2016 einem jahrelangen Abwärtstrend, ehe sie sich wieder erholten. Mit massiven Kostensenkungen ist es uns gelungen, die Ertragseinbußen zu begrenzen. Unser laufendes Effizienzsteigerungsprogramm in der konventionellen Stromerzeugung zielt darauf ab, das jährliche Ausgabeniveau um insgesamt 300 Mio. € gegenüber 2016 zu senken; davon entfallen

200 Mio. € auf das Segment Braunkohle & Kernenergie und 100 Mio. € auf das Segment Europäische Stromerzeugung. Das Programm soll Ende 2019 abgeschlossen sein. Die geplanten Einsparungen haben wir bereits größtenteils erreicht.

Trotz der wieder günstigeren Ertragsperspektiven werden Braunkohle- und Kernkraftwerke in unserem Erzeugungsportfolio an Gewicht verlieren. Ausschlaggebend dafür ist der energiepolitische Rahmen in Deutschland. In der Kernenergie gibt es einen gesetzlich verankerten Ausstiegsfahrplan, der für jede einzelne Anlage einen spätestmöglichen Abschalttermin vorsieht. Aktuell sind noch zwei Anlagen von RWE am Netz: Gundremmingen C und Emsland. Wir können diese Blöcke noch bis Ende 2021 bzw. Ende 2022 betreiben; dann sind auch sie stillzulegen.

Die Stromerzeugung aus Braunkohle ist ebenfalls zeitlich begrenzt. Das ergibt sich aus den globalen und nationalen Klimaschutzziele. Deutschland will die Treibhausgasemissionen im Energiesektor bis 2030 um etwas mehr als 60 % gegenüber 1990 senken. Schon in der Vergangenheit haben wir einen wesentlichen Beitrag dazu geleistet und werden dies auch in Zukunft tun. Beispielsweise nehmen wir an der sogenannten Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft teil: Im Rahmen dieser Maßnahme werden acht Kraftwerksblöcke – darunter fünf von RWE – 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. Am 30. September 2017 sind unsere Blöcke P und Q in Frimmersdorf vom Netz gegangen, zwölf Monate später die Blöcke E und F in Niederaußem. Ende September 2019 folgt Block C in Neurath. Unser CO₂-Ausstoß im rheinischen Braunkohlerevier verringert sich dadurch gegenüber 2015 um etwa 15 %.

Wir rechnen damit, in den kommenden Jahren weitere Braunkohleblöcke vorzeitig vom Netz nehmen zu müssen. Dies ergibt sich aus den Vorschlägen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, über die wir auf Seite 33 ausführlich informieren. Das Gremium spricht sich für einen kompletten Kohleausstieg bis 2038 aus. Der Bestand an Braunkohlekraftwerken im Markt soll bis Ende 2022 auf 15 GW reduziert werden. Gegenüber Ende 2017 wäre das ein Rückgang um annähernd 5 GW. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch 9 GW im Markt sein. Es wird erwartet, dass die Bundesregierung den Empfehlungen folgen wird. Offen ist noch, welche Anlagen wann stillzulegen sind. Dazu wird es Gespräche mit den Unternehmen geben. Soweit unsere Anlagen von den Maßnahmen betroffen sind, werden wir dafür eintreten, dass man uns – wie von der Kommission empfohlen – eine angemessene Entschädigung gewährt.

(2) Europäische Stromerzeugung. In diesem Segment ist unsere Stromerzeugung aus Gas, Steinkohle und Biomasse zusammengefasst. Unser regionaler Fokus liegt dabei auf Deutschland, Großbritannien und Benelux. Zu dem Segment gehören auch unsere 70 %-Beteiligung am türkischen Gaskraftwerk Denizli, einige Wasserkraftwerke in Deutschland und Luxemburg sowie die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. All diese Aktivitäten werden von RWE Generation verantwortet.

Auch für unsere Gas- und Steinkohlekraftwerke, die typischerweise in der Mittel- und Spitzenlast eingesetzt werden, ist das wirtschaftliche und politische Umfeld herausfordernd. Wegen des rasanten Ausbaus der erneuerbaren Energien sind die Anlagen heute zum Teil wesentlich schwächer ausgelastet als noch zu Beginn dieses Jahrzehnts. Ihre Margen liegen zum Teil deutlich unter dem damaligen Niveau. In den vergangenen Jahren haben wir deshalb einige Steinkohlekraftwerke stillgelegt oder ihre Schließung veranlasst; Beispiele dafür sind die im April 2017 vom Netz gegangenen niederrheinischen Blöcke Voerde A und B, an denen wir mit 25 % beteiligt waren und deren Stromerzeugung wir vermarktet haben. Gaskraftwerke, die ihre fixen Betriebskosten nicht mehr decken konnten, haben wir vorübergehend vom Netz genommen, beispielsweise den niederländischen Block Moerdijk 1 zum 1. Februar 2018. Die Anlagen sollen wieder in Betrieb gehen, wenn die Marktbedingungen es rechtfertigen. Neben vorübergehenden und endgültigen Kraftwerkschließungen haben wir weitere kostensenkende Maßnahmen ergriffen und werden dies auch künftig tun. Wie bereits dargelegt, streben wir im Segment Europäische Stromerzeugung mit unserem laufenden Effizienzsteigerungsprogramm Ausgabenkürzungen von 100 Mio. € an, von denen der Großteil bereits umgesetzt ist.

Trotz des anhaltenden Konsolidierungsdrucks sehen wir im Bereich Europäische Stromerzeugung langfristige Wachstumsperspektiven. Wir erwarten, dass die gesicherte Erzeugungsleistung knapper wird und sich dadurch die Wirtschaftlichkeit unserer Anlagen tendenziell erhöht. Davon dürften langfristig vor allem Gaskraftwerke profitieren. Weil die Marktperspektiven inzwischen etwas besser geworden sind, haben wir einige vorübergehend stillgelegte Anlagen wieder in Betrieb genommen oder ihre Reaktivierung beschlossen – wie im Fall des niederländischen Gaskraftwerks Claus C, das 2020 nach etwa sechs Jahren Pause wieder mit voller Kapazität ans Netz gehen soll.

Gemessen an der Kraftwerksleistung ist Gas schon heute unser wichtigster Brennstoff, und sein Anteil an unserem Erzeugungsportfolio dürfte sich weiter erhöhen. Politische Weichenstellungen spielen dabei eine wesentliche Rolle. In unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten Deutschland, Großbritannien und Niederlande verfolgen die Regierungen ambitionierte Klimaschutzziele und setzen dabei auf einen zügigen Ausstieg aus der Kohleverstromung. Somit wird der Energieträger Gas in den kommenden Jahren immer wichtiger für die Absicherung der Stromversorgung. Gaskraftwerke verursachen geringere CO₂-Emissionen als Kohlekraftwerke und stoßen deshalb als Partner der erneuerbaren Energien auf höhere Akzeptanz.

Der Anteil der Steinkohle an unserer Stromerzeugung dürfte sich schon 2019 weiter verringern, u. a. weil wir im Frühjahr den Kohleblock des Gersteinwerks in Werne (Westfalen) stilllegen. Außerdem rüsten wir derzeit unsere beiden niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven für eine verstärkte Mitverbrennung von Biomasse um. Wegen der Ausgaben dafür und wegen der wesentlich höheren Preise von Biomasse im Vergleich zu Steinkohle sind uns vom Staat Fördergelder von bis zu 2,6 Mrd. € bewilligt worden. Wir erhalten die Mittel für einen Zeitraum von acht Jahren. Sie sind so bemessen, dass bei Amer 9 ein Biomasseanteil von 80 % und bei Eemshaven von 15 % möglich ist. Mit den Umrüstmaßnahmen kommen wir gut voran und sind zuversichtlich, die technischen Voraussetzungen für die Erreichung dieser Quoten schon im laufenden Jahr geschaffen zu haben.

(3) Energiehandel. Dieses Segment deckt das vielfältige Tätigkeitsgebiet von RWE Supply & Trading ab. Diese fungiert als kommerzielle Schaltstelle im RWE-Konzern. Ihr Kerngeschäft, der Energiehandel, ist das wirtschaftliche Bindeglied zwischen den Elementen unserer Wertschöpfungskette, den regionalen Märkten und den verschiedenen Rohstoffen. Die Gesellschaft handelt schwerpunktmäßig mit Strom, Gas, Kohle, Öl, CO₂-Zertifikaten und Biomasse. Das tut sie zunehmend auch außerhalb Europas: So unterhält sie bereits Handelsräume in New York, Singapur und Shanghai. Ein weiteres Tätigkeitsfeld des Unternehmens ist die Vermarktung des Stroms aus RWE-Kraftwerken und die Beschaffung der Brennstoffe und Emissionsrechte, die für seine Produktion benötigt werden. Dabei geht es u. a. darum, Preisrisiken zu begrenzen. RWE Supply & Trading ist ferner damit betraut, den Einsatz unserer Kraftwerke kommerziell zu optimieren, wobei die dadurch erzielten Ergebnisbeiträge den Erzeugungsgesell-

schaften zustehen und bei ihnen ausgewiesen werden. Das Unternehmen vermarktet sein Know-how auch außerhalb des Konzerns an europäische Großkunden. Die Angebotspalette reicht dabei von klassischen Energielieferverträgen über umfassende Energiemanagement-Lösungen bis hin zu komplexen Risikomanagement-Konzepten.

Ein weiterer Tätigkeitsschwerpunkt von RWE Supply & Trading ist das Gasgeschäft. Die Gesellschaft liefert Gas an Unternehmen innerhalb und außerhalb des Konzerns. Dazu schließt sie langfristige Bezugsverträge mit Produzenten, organisiert den Gastransport durch Buchung von Pipelines und optimiert das zeitliche Profil der Lieferungen, indem sie Speicherkapazitäten mietet. Transaktionen mit verflüssigtem Erdgas (LNG) stehen ebenfalls auf der Agenda. Ziel dabei ist es, Preisdifferenzen zwischen regionalen Gasmärkten zu nutzen, die nicht durch Pipelines miteinander verbunden sind. RWE Supply & Trading will sich als einer der führenden europäischen Zwischenhändler für Gas etablieren. Dabei richtet das Unternehmen seinen Blick auch auf Märkte außerhalb der RWE-Kernregionen, denn je größer und diversifizierter ein Portfolio aus Bezugs- und Lieferkontrakten ist, desto größer sind die Chancen, es kommerziell zu optimieren.

RWE Supply & Trading nutzt ihr Know-how auch dazu, kurz- bis mittelfristige Investitionen in Energieanlagen oder Energieunternehmen zu tätigen, bei denen sich durch wertsteigernde Maßnahmen und anschließende Weiterveräußerung hohe Renditen erzielen lassen (sogenannte Principal Investments). Ende 2018 verfügte RWE Supply & Trading über ein Portfolio mit zehn Beteiligungen, davon ein Großteil in den USA.

(4) Fortgeführte innogy-Aktivitäten. In diesem Segment erfassen wir jene Teile von innogy, die langfristig im RWE-Konzern verbleiben: das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, die Gasspeicher und der 37,9%-Anteil am österreichischen Energieversorger Kelag. Nach dem Erwerb unserer Mehrheitsbeteiligung an innogy wird E.ON die genannten Aktivitäten auf uns zurückübertragen.

Auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien gehört innogy zu den führenden Unternehmen in Europa. Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist das Unternehmen derzeit in Deutschland und Großbritannien am stärksten vertreten; es folgen Spanien, die Niederlande und Polen. Bei den Energiequellen liegt der Schwerpunkt auf Windkraft an Land (onshore) und im Meer (offshore), gefolgt von Wasserkraft und Photovoltaik. Im vergangenen Jahr hat innogy ihre Erzeugungskapazität weiter vergrößert: Ein Meilenstein war die Einweihung des großen britischen Nordsee-Windparks Galloper, an dem innogy einen Anteil von 25 % hält. Dane-

ben läutete das Unternehmen den weiteren Ausbau seiner Windkraftkapazitäten ein, indem es die landseitigen Arbeiten an Triton Knoll aufnahm, einem weiteren großen Windpark in der britischen Nordsee. Unsere Tochter ist mit 59 % daran beteiligt. Im vergangenen Jahr konnte sie außerdem ein Projektportfolio in den USA mit mehr als 2 GW erwerben und sich eine EEG-Förderung für das deutsche Offshore-Windkraftvorhaben Kaskasi sichern. Über die hier erwähnten Projekte berichten wir auf Seite 37 f. ausführlich.

Mit ihrer Anfang 2017 erworbenen Tochtergesellschaft Belectric Solar & Battery ist innogy auch einer der großen internationalen Anbieter von Freiflächen-Solkraftwerken und Batteriespeichern mit Präsenz in Europa, dem Nahen Osten, Nordafrika, Indien, Australien, Südamerika und den USA. Photovoltaik ist eine der am schnellsten wachsenden Technologien im Energiesektor und mittlerweile in vielen Märkten auch ohne finanzielle Förderung wirtschaftlich. Neben der Entwicklung und dem Bau von Freiflächen-Solkraftwerken übernimmt Belectric auch deren Betrieb und Wartung. Das Unternehmen hat seit seiner Gründung im Jahr 2001 bereits Solarkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 2 GW realisiert. Derzeit errichtet es in Australien eine solche Anlage, die bei ihrer Fertigstellung voraussichtlich die größte des Landes sein wird (siehe Seite 38). Mit der Entwicklung und dem Bau von Batteriespeichern leistet Belectric zudem einen wichtigen Beitrag zur dezentralen Stromversorgung und künftig auch verstärkt zur Stabilisierung der Stromnetze.

Neben dem Geschäft mit den erneuerbaren Energien und der Stromspeicherung werden wir auch die Gasspeicheraktivitäten von innogy fortführen. Derzeit befinden sich elf Erdgasspeicher im Eigentum unserer Tochter, fünf in Deutschland mit einem Fassungsvermögen von insgesamt 1,6 Mrd. Kubikmetern und sechs in Tschechien mit insgesamt 2,5 Mrd. Kubikmetern. innogy vermietet die Kapazitäten an Unternehmen wie RWE Supply & Trading, die sie für zeitliche Arbitrage-Geschäfte nutzen: Sie lassen die Speicher in warmen Monaten befüllen, wenn wenig Gas zum Beheizen von Gebäuden gebraucht wird, und entnehmen das Gas wieder in der kalten Jahreszeit, wenn die Nachfrage groß ist. Dabei hängt es von den saisonalen Preisunterschieden bei Erdgas ab, welche Erträge sich durch solche Arbitrage-Geschäfte und damit auch durch die Verauktionierung der Speicherkapazitäten erwirtschaften lassen. Die Preisdifferenzen zwischen Sommer- und Wintergas sind heute wesentlich geringer als in der Vergangenheit. Allerdings glauben wir, dass in Zukunft wieder verstärkt mit Knappheitsphasen und Preisspitzen zu rechnen ist, u. a. wegen einer zunehmenden Nachfrage nach Kraftwerksgas. Daher sehen wir gute Chancen, im Gasspeichergeschäft wieder attraktivere Renditen erzielen zu können.

Die Minderheitsbeteiligung von innogy an Kelag soll ebenfalls im RWE-Konzern verbleiben. Die Kelag mit Sitz in Klagenfurt (Kärnten) ist ein führender Energieversorger in Österreich. Ihre Gesellschaften decken alle Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor ab: angefangen bei der Stromerzeugung über den Energiehandel und den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Vertrieb von Strom, Gas und innovativen Energielösungen. Ihren Strom erzeugt Kelag vorrangig aus regenerativen Quellen wie Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik. Die Minderheitsbeteiligung an dem Unternehmen ist daher eine gute Ergänzung unserer zukünftigen Aktivitäten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien.

Das Steuerungssystem der RWE AG. Im Mittelpunkt unserer Geschäftspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Für die Steuerung der Konzerngesellschaften nutzt die RWE AG ein konzernweites Planungs- und Controllingsystem, 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 unserer 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 die Budgetwerte für das jeweils bevorstehende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre. Der Vorstand legt die Planung 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 Prognosewerten 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 Geschäfts sind das bereinigte EBITDA, das bereinigte EBIT, das bereinigte Nettoergebnis und die Nettoschulden. Wie auf Seite 40 näher beschrieben, sind die Geschäftsaktivitäten unserer Tochter innogy in den Zahlen entweder ganz oder teilweise

enthalten, obwohl wir das Unternehmen als reine Finanzbeteiligung einstufen. Zu Steuerungszwecken nutzen wir daher auch Kennzahlen, die abweichend von den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen ermittelt werden: Unsere Mehrheitsbeteiligung an innogy erfassen wir dabei in der Bilanz unter „Übrige Finanzanlagen“ und berücksichtigen in der Gewinn- und Verlustrechnung ausschließlich die erhaltene Dividende. Nähere Angaben dazu finden Sie auf Seite 58.

Das bereinigte EBITDA ist definiert als das Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen. Um seine Aussagekraft im Hinblick auf den ordentlichen Geschäftsverlauf zu verbessern, bereinigen wir es um nicht operative oder aperiodische Effekte, die im neutralen Ergebnis erfasst werden. Herausgerechnet werden Veräußerungsgewinne oder -verluste, vorübergehende Ergebniseffekte aus der Marktbewertung von Derivaten, Firmenwertabschreibungen und sonstige wesentliche Sondersachverhalte. Zieht man vom bereinigten EBITDA die betrieblichen Abschreibungen ab, erhält man das bereinigte EBIT. Eine wichtige operative Kennzahl ist auch das um wesentliche Sondereffekte korrigierte Nettoergebnis („bereinigtes Nettoergebnis“), das wir bis zum Abschluss der Transaktion mit E.ON aber ausschließlich nach der von IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen abweichenden Methode ermitteln. Das bereinigte EBIT und das bereinigte Nettoergebnis sind wesentliche Bestimmungsgrößen für die variable Vergütung von Vorstand und Führungskräften (siehe auch Seite 63 ff.).

Um die Attraktivität von Investitionsvorhaben zu beurteilen, nutzen wir in erster Linie den internen Zinsfuß (Internal Rate of Return). Die Finanzlage des Konzerns analysieren wir u. a. anhand des Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit. Besonderes Augenmerk legen wir auch auf die Entwicklung des Free Cash Flow. Er ergibt sich, wenn man vom Mittelzufluss aus laufender Geschäftstätigkeit die Ausgaben für Investitionen abzieht und die Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen hinzurechnet. Ein weiterer Indikator für die Finanzkraft von RWE sind die Nettoschulden. Dabei handelt es sich um die Nettofinanzschulden zuzüglich der Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen, für die Entsorgung im Kernenergiebereich, für bergbaubedingte Verpflichtungen (z. B. die Rekultivierung von Tagebauflächen) 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 unsere unternehmerische Verantwortung (Corporate Responsibility, kurz: CR) wahrnehmen und uns so die Akzeptanz der Gesellschaft sichern. Um dabei die richtigen Akzente zu setzen, pflegen wir den Dialog mit unseren Anspruchsgruppen, z. B. Anteilseignern, Arbeitnehmern, Kunden, Politikern, Verbänden und Nichtregierungsorganisationen. Die Erkenntnisse aus diesem Austausch nutzen wir derzeit für eine Überarbeitung unserer CR-Strategie. Dabei analysieren wir, welches aktuell unsere wichtigsten Herausforderungen auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit sind und wie wir sie bewältigen können. Eine zentrale Aufgabe sehen wir unverändert darin, durch fortgesetzte Emissionssenkungen zum Erreichen nationaler und internationaler Klimaschutzziele beizutragen. In den vergangenen sechs Jahren ist unser CO₂-Ausstoß kontinuierlich gesunken, u. a. weil wir Kohlekraftwerke vom Netz genommen haben. Dieser Trend dürfte sich fortsetzen. Darüber hinaus haben wir uns zum Ziel gesetzt, treibende Kraft bei der Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems zu sein, indem wir den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben.

Weitergehende Informationen zu unseren Maßnahmen auf dem Gebiet der CR finden Sie in unserem gesonderten nicht-finanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 HGB, der im April 2019 innerhalb unseres CR-Berichts veröffentlicht wird und nicht Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts ist. Der CR-Bericht mit dem Titel „Unsere Verantwortung“ kann im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden.

1.2 INNOVATION

Wer innovativ ist, braucht Veränderung nicht zu fürchten. Das gilt auch für Unternehmen in einem sich wandelnden Marktumfeld – Unternehmen wie RWE. In einer Vielzahl von Forschungs- und Entwicklungsprojekten suchen wir nach neuen technischen Lösungen. Wir wollen Tagebaue wirtschaftlicher und Kraftwerke emissionsärmer machen, und wir wollen zukunftsorientierte Nutzungen von Braunkohle und CO₂ erarbeiten und weiterentwickeln. Darüber hinaus fördern wir junge Unternehmen und erhalten durch die Zusammenarbeit mit ihnen wichtige Impulse für unser Geschäft. Im betrieblichen Alltag profitieren wir vom Einfallsreichtum und unternehmerischen Mitdenken unserer Beschäftigten. Sie hatten 2018 wieder zahlreiche gute Ideen, mit denen wir viele Millionen Euro einsparen werden.

Mit rund 520 Erfindungen in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. RWE ist in vielfältiger Weise innovativ. Was uns antreibt, ist das Ziel, in einem sich stark wandelnden Umfeld wettbewerbsfähig zu bleiben und selbst ein Motor des Wandels zu sein. Mit rund 1.760 Patenten und Patentanmeldungen, die auf etwa 520 Erfindungen basieren, befindet sich der RWE-Konzern in der Spitzengruppe der europäischen Versorger. In diesen Daten mitberücksichtigt sind die gesamten Aktivitäten unserer Tochter innogy SE. Im vergangenen Jahr haben wir an ca. 360 Projekten auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (F & E) gearbeitet. Bei vielen Projekten kooperieren wir mit Unternehmen oder Forschungseinrichtungen und müssen i. d. R. nur einen Teil der Kosten tragen. Der betriebliche F & E-Aufwand des RWE-Konzerns belief sich 2018 inklusive innogy auf 116 Mio. € (Vorjahr: 182 Mio. €). Rund 600 Mitarbeiter waren ausschließlich oder teilweise mit F & E-Aufgaben befasst.

RWE AG: Lösungen für wirtschaftlichere Tagebaue, geringere Emissionen und neue Wege der CO₂-Nutzung.

Die RWE AG verantwortet die F & E-Aktivitäten in den von ihr gesteuerten Konzernbereichen. Ihre Maßnahmen sind daher vorrangig auf dem Gebiet der konventionellen Stromerzeugung angesiedelt. Sie zielen darauf ab, den Betrieb der Tagebaue und Kraftwerke wirtschaftlicher zu gestalten und die Emissionen zu senken. Ein weiteres großes Forschungsfeld ist die Nutzung von Braunkohle und CO₂ durch Umwandlung in Grundstoffe für die chemische Industrie. Außerdem arbeiten wir mit jungen Unternehmen zusammen, deren Ideen uns weiter voranbringen können. F & E-Aktivitäten auf den Gebieten der erneuerbaren Energien, Netze und Vertrieb liegen seit 2016 in der Zuständigkeit von innogy.

Im Folgenden präsentieren wir eine kleine Auswahl wichtiger F & E-Projekte der RWE AG, erläutern unsere Zusammenarbeit mit jungen Unternehmen, geben einen knappen Einblick in die Innovationstätigkeit von innogy und stellen anhand eines Beispiels dar, wie wertvoll Mitarbeiterideen für uns sein können.

Bergbau im Wandel: Zunehmend automatisiert und digital.

Der Braunkohletagebau ist ein komplexer, mehrstufiger Prozess, bei dem zahlreiche Großgeräte zum Einsatz kommen: Riesige Schaufelradbagger tragen in den terrassenförmig angelegten Tagebauen die Kohle und die darüber liegende Deckschicht – den Abraum – ab und verladen beides auf zum Teil kilometerlange Förderbänder. Die Kohle gelangt so zur Zwischenlagerung in den Kohlebunker und wird mit der Werksbahn oder per Band in die umliegenden Kraftwerke und Veredlungsbetriebe transportiert. Gleichzeitig wird der Abraum auf die ausgekohlte Seite des Tagebaus verbracht, wo ihn sogenannte Absetzer dazu nutzen, die durch die Kohlegewinnung entstandene Senke aufzufüllen. Durch Automatisierung und Digitalisierung lassen sich die beschriebenen Abläufe erheblich einfacher und effizienter gestalten. Bereits in den 1990er Jahren haben wir mit der Automatisierung erster Komponenten der Großgeräte begonnen und sind dabei inzwischen weit vorangekommen. Auch bei der Digitalisierung machen wir gute Fortschritte. Beispielsweise arbeiten wir derzeit an einer digitalen dreidimensionalen Darstellung des Tagebaubetriebs. Ähnlich wie bei einem Navigationsgerät im Auto ermittelt dabei ein Satellit die aktuelle Position der Großgeräte, während Sensoren den Materialfluss auf den Förderbändern überwachen. Diese Transparenz hat viele Vorteile: Die Mitarbeiter in der Leitstelle erhalten präzise Informationen über den Standort und die Arbeitsfortschritte der Großgeräte im Gelände und haben damit eine verlässliche Basis für die Einsatzplanung; der Baggerführer bekommt auf einem Display die genauen Einsatzdaten angezeigt und kann sein Großgerät somit optimal steuern. Zudem sind die Kollegen am Absetzer genau über den Abraum informiert, der auf dem Förderband zu ihnen unterwegs ist, und können so ihre Arbeit vorausschauend planen; die 3D-Visualisierung der Arbeitsumgebung erleichtert ihnen darüber hinaus das Einhalten der vorgegebenen Höhen für die Verfüllung und Modellierung der Flächen zur Rekultivierung. Mit den beschriebenen Maßnahmen heben wir unsere Tagebaue auf eine neue Technologiestufe und schaffen damit eine wichtige Voraussetzung dafür, dass wir sie auch in Zukunft wirtschaftlich betreiben können.

Neue Möglichkeiten der CO₂-Nutzung: Aus Kohlendioxid wird Methanol. Schon seit Längerem arbeiten wir an Verfahren, mit denen Kohlendioxid aus dem Rauchgas von Kraftwerken abgetrennt werden kann (sogenannte CO₂-Wäsche). Im Innovationszentrum Kohle in Niederaußem haben wir mit BASF und Linde eine der weltweit führenden Technologien auf diesem Gebiet entwickelt. Getestet wurde sie in einer Pilotanlage, die seit 2009 in mehr als 70.000 Betriebsstunden und bei CO₂-Abscheidungsgraden von 90 % ihre Leistungsfähigkeit unter Beweis gestellt hat. Nun gehen wir einen Schritt weiter: Das CO₂ aus der Pilotanlage nutzen wir zur Herstellung von Treibstoffen und Grundstoffen für die chemische Industrie, mit denen sich fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas ersetzen lassen. Wir tun dies im Rahmen von vier Projekten, die von der EU gefördert werden. Eines davon ist MefCO₂ (Methanol from CO₂). Hier wollen wir unter großtechnischen Bedingungen zeigen, wie Methanol aus CO₂, Wasser und Strom hergestellt werden kann; traditionell wird es aus Erdgas oder Kohle gewonnen. Methanol ist Ausgangsstoff für verschiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Zudem eignet es sich als chemischer Langzeitspeicher für erneuerbare Energien. Der Nutzen der Umwandlung geht damit über die Verringerung industrieller CO₂-Emissionen weit hinaus. Neun Partner aus sieben europäischen Ländern sind an MefCO₂ beteiligt, darunter Industrieunternehmen, Universitäten und Forschungsinstitute. Das Projekt wurde 2014 gestartet. Wir sind 2017 eingestiegen, als ein Kraftwerksstandort für eine Demonstrationsanlage zur Umwandlung von CO₂ in Methanol gesucht wurde. Die Anlage steht nun in Niederaußem und hat Anfang 2019 den Betrieb aufgenommen. Sie kann pro Tag etwa eine Tonne Methanol erzeugen. Damit ist sie eine der größten Anlagen zur CO₂-Nutzung in Europa.

Der Weg zu CO₂-neutralen Wirtschaftskreisläufen: Chance für die Kohlereviere. Nach Meinung vieler Experten lässt sich der menschliche Einfluss auf das Klima nur dann wirksam begrenzen, wenn das globale Gesellschafts- und Wirtschaftssystem auf weitgehend geschlossene Kohlenstoffkreisläufe umgestellt wird. Idealerweise gelangt dann nur noch so viel Kohlenstoff (in Form von Treibhausgasen) in die Atmosphäre, wie durch andere Prozesse in derselben Zeit gebunden wird. Die Herausforderung dabei: Auch in Zukunft brauchen wir Strom und wollen in warmen Wohnungen leben; und die Industrie ist weiterhin auf Energieträger und Rohstoffe auf Basis von Kohlenstoff angewiesen. Der Übergang zur Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft ist eine Herkulesaufgabe, die ohne Innovationen nicht zu bewältigen ist. RWE kooperiert seit September 2018 mit dem Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT) in Oberhausen und mit der Ruhr-Universität Bochum, um die technischen und systemischen Voraussetzungen für eine

zirkuläre Kohlenstoffwirtschaft zu erarbeiten. Unser Ziel ist der Aufbau eines virtuellen Zentrums für die Kohlenstoffumwandlung, in dem Know-how, Anlagen und Komponenten sowie Forschungsarbeiten gebündelt werden. Dabei richten wir unseren Blick auf jene Regionen, in denen der Ausstieg aus CO₂-intensiven Technologien zum Wegbrechen etablierter industrieller Strukturen führen wird. Das künftige Zentrum mit dem Namen ITZ CC (Innovations- und Technologiezentrum Carbon Conversion) soll mit Technologien und Know-how rund um die Kohlenstoffnutzung den Strukturwandel im rheinischen Braunkohlerevier und im Ruhrgebiet anregen. Wir wollen damit eine Brücke schlagen von der traditionellen zur innovativen Kohlenstoffnutzung und dazu beitragen, dass neue an die Stelle alter Industrien treten.

Ein Schlüsselverfahren für den Einstieg in die Kohlenstoff-Kreislaufwirtschaft ist die Vergasung kohlenstoffhaltiger Materialien. Im Innovationszentrum Niederaußem wollen wir uns diesem Verfahren intensiv widmen. Wir tun dies im Rahmen einer Initiative des Fraunhofer-Instituts mit dem Namen „Kohlenstoff-Ketten (IK2)“. Das Vorhaben stützt sich auf die Erkenntnis, dass Kohle und andere kohlenstoffhaltige Materialien durch Vergasung für die Produktion von Grundstoffen für die chemische Industrie und für Treibstoffe verwendet werden können. Die Besonderheit des Verfahrens: Im Verbrennungsprozess entstehen nicht Kohlendioxid und Wasserdampf, sondern Kohlenmonoxid und Wasserstoff. Letztere sind Bausteine eines Synthesegases, das bereits heute als Basisrohstoff für die Herstellung von Treibstoffen, Kunststoffen und Feinchemikalien verwendet wird. Ab 2020 sollen Versuchsanlagen in Niederaußem errichtet werden, um geeignete Vergasungs-, Aufbereitungs- und Synthesetechniken zu entwickeln. Als Basisrohstoff verwenden wir Braunkohle, die als Energieträger für die Stromerzeugung zunehmend an Bedeutung verliert. Durch ihre Nutzung zur Produktion von Grundstoffen eröffnen sich langfristig interessante Perspektiven für das rheinische Revier. Daneben können auch Abfallstoffe, Reststoffe und Biomasse durch Vergasung umgewandelt werden. Auf diese Weise würden bislang ungenutzte Kohlenstoffquellen in die Versorgung der Industrie mit Rohstoffen eingebunden.

Geringere Quecksilber-Emissionen dank Herdofenkoks. Wir wollen unsere Kraftwerke möglichst umweltverträglich betreiben. Der Gesetzgeber macht uns dazu strenge Vorgaben, etwa im Hinblick auf Quecksilber-Emissionen. Für diese werden ab 2021 neue EU-Grenzwerte gelten, die den Rahmen für den Betrieb unserer Braunkohlekraftwerke noch enger stecken. Schon heute gelingt es uns, den größten Teil des Quecksilbers aus dem Rauchgas abzuscheiden und aufzufangen. Dadurch unterschreiten unsere Anlagen die aktuellen Obergrenzen deutlich. Unabhängig davon forschen

wir seit Jahren intensiv daran, wie wir die Quecksilber-Emissionen zu vertretbaren Kosten weiter reduzieren können. Unser besonderes Augenmerk gilt dabei einem Verfahren, bei dem aus Braunkohle gewonnener Herdofenkoks zum Einsatz kommt. Diesen Stoff nutzen wir bereits zur Abscheidung von Quecksilber in unseren Veredlungsanlagen, mit denen wir Braunkohle zu Briketts oder zu Braunkohlestaub für die Zement- und Kalkindustrie weiterverarbeiten. Dass sich Herdofenkoks auch zur Senkung der Emissionen von Kraftwerken verwenden lässt, zeigen Tests in einer Pilotanlage im Innovationszentrum Kohle am Kraftwerk Niederaußem. Dort haben wir fein gemahlene Herdofenkoks mit Wasser vermengt und das Gemisch in den Rauchgaskanal eines Kraftwerksblocks eingedüst (Nasseindüsung). Ergebnis: Das Quecksilber lagert sich an den feinen Herdofenkokspartikeln an; beides wird im Elektrofilter aufgefangen und anschließend entsorgt. Die Versuche lassen eine deutliche Senkung der Quecksilberemissionen erwarten. Die gewonnenen Erkenntnisse sind in die Konstruktion einer größeren Demonstrationsanlage, ebenfalls in Niederaußem, eingeflossen, die Anfang 2019 in Betrieb gegangen ist. Hier soll die Nasseindüsung im direkten Vergleich mit einem alternativen Verfahren, der Trockeneindüsung, im Langzeitbetrieb getestet werden. Das geeignetere der beiden Verfahren wollen wir dann in weiteren Braunkohlekraftwerken einsetzen.

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

Förderung junger Unternehmen und ihrer Ideen. Neben der Arbeit an eigenen Forschungsprojekten fördern wir auch junge, innovative Unternehmen (sogenannte Start-ups). Seit 2017 ist RWE am dritten High-Tech Gründerfonds (HTGF III) beteiligt. Der HTGF ist der größte deutsche Start-up-Finanzierer. Er unterstützt Firmen, die technologischen Fortschritt wirtschaftlich verwerten. Seit 2005 hat er in mehr als 500 Unternehmen investiert – und damit zahlreiche Erfolgsgeschichten mitgeschrieben. Der HTGF ist eine Public Private Partnership: Zum Investorenkreis gehören das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), die Fraunhofer-Gesellschaft sowie zahlreiche Unternehmen. Bereits seit 2006 investiert RWE in Venture-Capital-Fonds. Dadurch werden wir leichter auf Start-ups aufmerksam, deren Ideen für unser Geschäft von Bedeutung sein könnten. Um den Kontakt zur Gründerszene zu vertiefen und mögliche Kooperationen anzubahnen, haben wir 2018 zu unserem ersten „Start-up Day“ eingeladen. Einen Großteil der Teilnehmer konnten wir über unsere Beteiligung am HTGF gewinnen. Die wertvollen Gespräche und Kontakte, die sich durch die Veranstaltung ergeben haben, ermutigen uns, 2019 mindestens einen weiteren Start-up Day zu organisieren.

Innovationen bei innogy: Beiträge zum Gelingen der Energiewende. Unsere Tochter innogy verfolgt ein breites Spektrum von Innovationsvorhaben, die zum Gelingen der Energiewende beitragen sollen; sie sind unter www.innogy.com/innovation näher beschrieben. Beispiel für ein besonders gelungenes Projekt ist die Entwicklung des Smart Windfarm Output Controller (kurz: SWOC), einer Fernsteuerung für Onshore-Windparks. SWOC ist ein quadratischer Schaltkasten, kaum größer als eine Tortenbox, mit integrierter Software. Mit ihm können Windkraftanlagen, gleich welchen Typs, von mehreren Stellen aus gesteuert werden. Die Betreiber der Netze, in die der Strom eingespeist wird, sind dank SWOC in der Lage, die Produktion zu drosseln und so die Stromleitungen vor Überlastung zu schützen. Auch Händler, die den Windstrom direkt vermarkten, können nun selbst die Anlagen herunterfahren, etwa wenn an der Börse zu viel Strom angeboten wird und der Preis negativ ist. Die Steuerbox macht den Betrieb von Windkraftanlagen flexibler und effizienter. innogy setzt sie bereits in ihren deutschen und niederländischen Windparks ein und will künftig auch Solarparks mit den intelligenten Schaltkästen ausrüsten.

Wir nutzen die Erfahrung und das Know-how unserer Mitarbeiter. Ein weiterer wichtiger Nährboden für gute Ideen ist der betriebliche Alltag. Viele unserer Mitarbeiter bringen ihre Erfahrungen aus dem täglichen Geschäft ein, damit das Unternehmen vorankommt. Im vergangenen Jahr haben Beschäftigte des Konzerns rund 2.000 Verbesserungsvorschläge bei den zuständigen Ideenmanagern ihrer Gesellschaften eingereicht. Den wirtschaftlichen Nutzen ihrer Ideen veranschlagen wir für das erste Jahr der Umsetzung auf 2,6 Mio. €. Mitunter sorgen die Anregungen nicht nur für effizientere, sondern auch für umweltfreundlichere Betriebsabläufe, die zudem weniger Gefahren bergen. Beispielsweise war Mitarbeitern im rheinischen Braunkohlerevier aufgefallen, dass Fahrzeuge oder Maschinen viel zu umständlich betankt wurden: Die Tankwagenfahrer kletterten mit dem Schlauch in der Hand auf den Tank, um ihn am oben gelegenen Einfüllstutzen mit einer herkömmlichen Zapfpistole zu füllen. Das war nicht nur unfallträchtig, sondern führte auch dazu, dass immer wieder kleine Restmengen des Treibstoffs ausliefen und ins Erdreich gelangten. Die Mitarbeiter regten deshalb eine Umrüstung auf Druckbetankung an. Vorteile dieser Lösung: Die Einfüllstutzen können dort angebracht sein, wo sie bequemer zu erreichen sind. Da es eine feste Verbindung zwischen Schlauch und Tank gibt, kann der Kraftstoff außerdem nicht mehr überlaufen. Und das Tanken braucht wesentlich weniger Zeit. Diese Argumente waren so überzeugend, dass der Idee schon bald Taten folgten. Bis Anfang 2019 sind im rheinischen Tagebau alle Kettenfahrzeuge, bei denen es technisch möglich und sinnvoll war, und teilweise auch die Notstromaggregate der Großgeräte auf Druckbetankung umgerüstet worden.

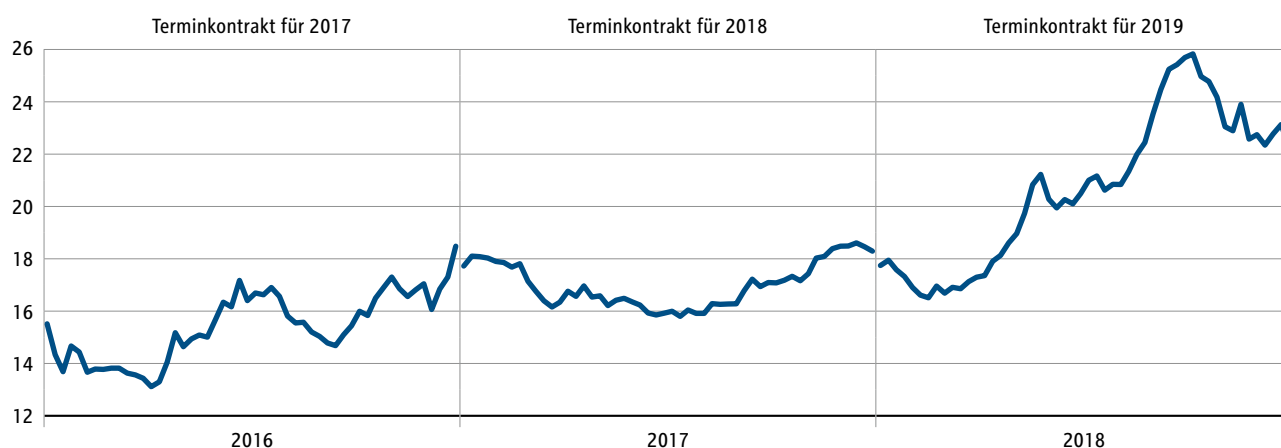
1.3 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Der globale Wirtschaftsaufschwung setzte sich 2018 fort, verlor allerdings im Jahresverlauf etwas an Kraft. Die konjunkturelle Entwicklung belebte die Nachfrage nach Rohstoffen und trug dazu bei, dass die Preise der Energieträger Erdgas und Steinkohle über denen des Vorjahres lagen. Eine Reform des europäischen Emissionshandelssystems sorgte zudem für eine massive Verteuerung von CO₂-Zertifikaten. Aufgrund dieser Entwicklungen haben die Strom-großhandelspreise ihren Anfang 2016 eingeschlagenen Erholungskurs fortgesetzt. Auf die Ertragslage von RWE hatte das allerdings noch keinen großen Einfluss. Denn unsere Stromerzeugung für 2018 hatten wir größtenteils bereits in Vorjahren auf Termin verkauft, als die Preise noch deutlich unter dem heutigen Niveau lagen.

Wirtschaft der Eurozone um 2 % gewachsen. Der weltweite wirtschaftliche Aufschwung setzte sich 2018 fort, büßte im Jahresverlauf aber etwas an Dynamik ein. Eine Rolle spielte dabei der Handelskonflikt zwischen den USA und anderen Industrienationen, allen voran China. Nach ersten Schätzungen war die weltweite Wirtschaftsleistung im vergangenen Jahr dennoch um stattliche 3 % höher als im Vorjahr. Die Eurozone dürfte ein Wachstum von ca. 2 % erreicht haben. Deutschland, die größte Volkswirtschaft des Währungsraums, kam wohl nur auf ein Plus von 1,5 %, während die Niederlande mit 2,5 % Wachstum einen vorderen Platz unter den Euroländern einnahmen. In Großbritannien, unserem wichtigsten Markt außerhalb der Währungsunion, stieg das Bruttoinlandsprodukt um knapp 1,5 %. Der bevorstehende Brexit und die damit verbundenen Risiken erwiesen sich als Bremsklotz für die Konjunktur des Landes.

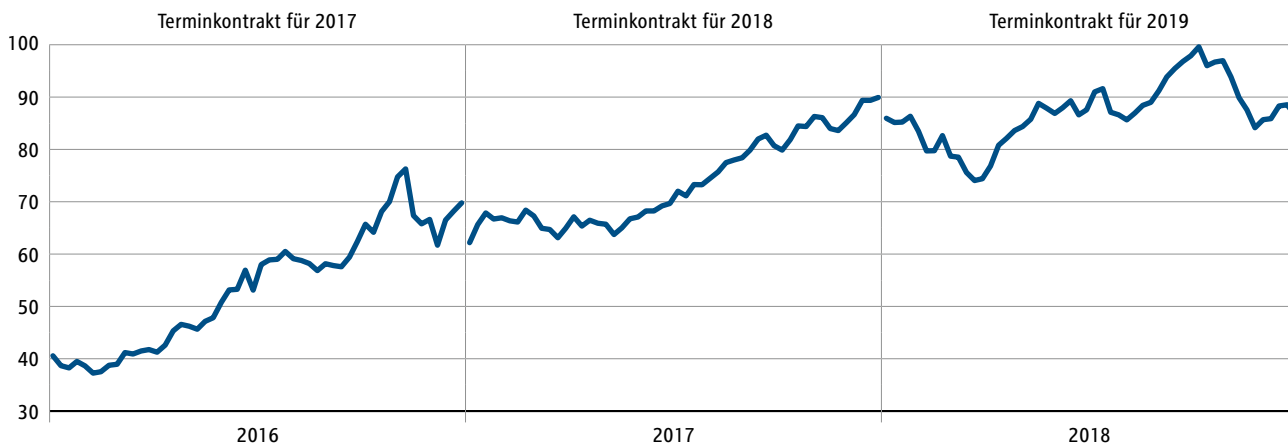
Stabiler Stromverbrauch in Deutschland. Das wirtschaftliche Wachstum hatte belebenden Einfluss auf die Stromnachfrage, während der Trend zur sparsameren Nutzung von Energie gegenläufig wirkte. Nach ersten Berechnungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) war der deutsche Stromverbrauch 2018 etwa so hoch wie im Vorjahr. Aktuell vorliegende Daten für Großbritannien deuten darauf hin, dass auch dort keine wesentliche Veränderung gegenüber 2017 eingetreten ist. In den Niederlanden wird dagegen ein Anstieg des Stromverbrauchs um 2 % veranschlagt. Eine wichtige Rolle dürfte dort das überdurchschnittliche Wirtschaftswachstum gespielt haben.

Ein-Jahres-Terminpreise für Gas am Großhandelsmarkt TTF
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: Bloomberg

Ein-Jahres-Terminpreise für Steinkohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen
in US\$/Tonne (Wochendurchschnittswerte)



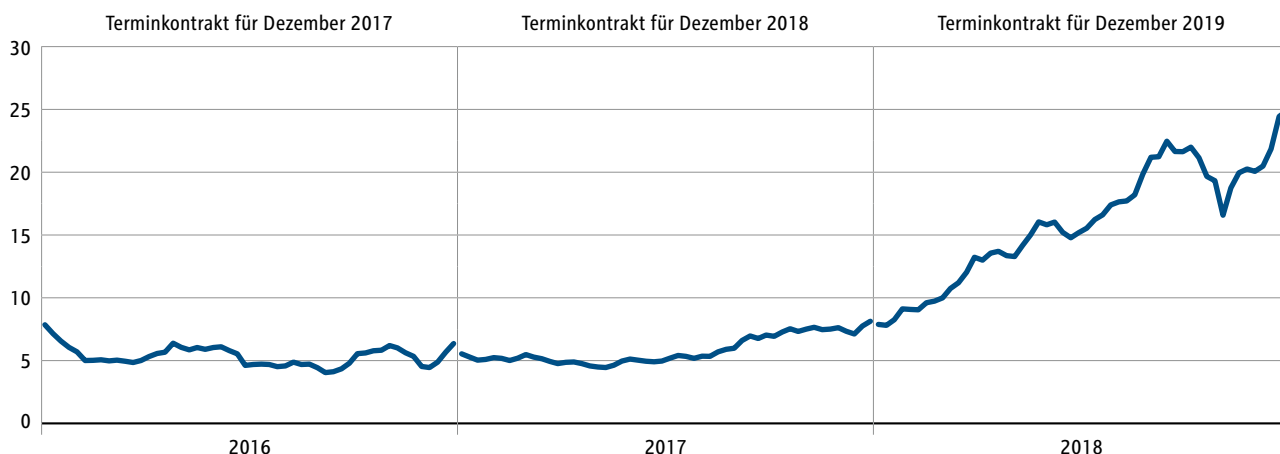
Quelle: RWE Supply & Trading

Steinkohle- und Gasnotierungen über Vorjahresniveau.

Ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für den Einsatz unserer Kraftwerke ist neben der Stromnachfrage die Entwicklung der Brennstoffkosten. Die für uns wichtigsten frei handelbaren Energieträger, Gas und Steinkohle, haben sich im zurückliegenden Geschäftsjahr deutlich verteuert. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility) lagen die Spotnotierungen für Erdgas bei durchschnittlich 23 €/MWh und damit 6 € über dem Preisniveau von 2017. Im TTF-Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das folgende Kalenderjahr (Forward 2019) mit 21 €/MWh abgerechnet. Zum Vergleich: Für den Forward 2018 waren im Vorjahr noch 17 € bezahlt worden. Die Preise für Erdgas wurden u. a. von den Ölnotierungen beeinflusst, die über dem Niveau von 2017 lagen. Daneben kamen positive Konjunktoreffekte zum Tragen.

Im Handel mit Steinkohle zeigte sich folgendes Bild: Importe über die sogenannten ARA-Häfen (Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) wurden 2018 am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 92 US\$/Tonne (78 €) abgerechnet. Das sind 8 US\$ mehr als 2017. Der Forward 2019 (Index API 2) handelte mit 87 US\$/Tonne (74 €) und damit 13 US\$ über dem vergleichbaren Vorjahreswert. Zurückzuführen ist das u. a. auf die wirtschaftliche Dynamik im asiatisch-pazifischen Raum und ihren belebenden Einfluss auf die Kohlenachfrage.

Terminpreise für CO₂-Emissionsrechte (European Union Allowances)
in €/Tonne CO₂ (Wochendurchschnittswerte)

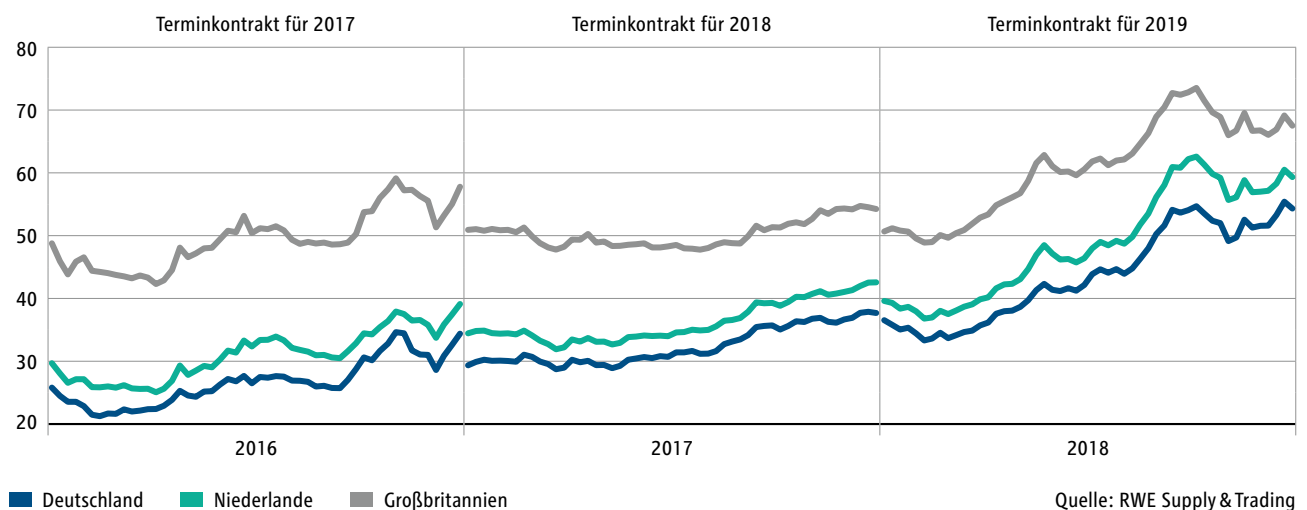


Quelle: RWE Supply & Trading

Reform des europäischen Emissionshandelssystems sorgt für rasanten Preisanstieg bei CO₂-Zertifikaten. Ein wichtiger Kostenfaktor für fossil befeuerte Kraftwerke ist die Beschaffung von Emissionsrechten. Der Preis für eine European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigt, hat sich im Laufe des vergangenen Jahres auf 25 € verdreifacht. Der Durchschnittswert lag 2018 bei 16 € und damit 10 € über dem von 2017. Die Preisangaben beziehen sich auf Terminkontrakte, die im Dezember des jeweiligen Folgejahres fällig werden. Zwar sind nach wie vor wesentlich

mehr Emissionsrechte am Markt erhältlich, als die Unternehmen zur Abdeckung ihres CO₂-Ausstoßes benötigen. Allerdings hat die EU inzwischen ein Maßnahmenpaket verabschiedet, das es ihr ermöglicht, den Überschuss an Zertifikaten ab 2019 deutlich zu reduzieren (siehe Seite 32). Das hat offenbar bei vielen Marktteilnehmern die Erwartung ausgelöst, dass Emissionsrechte knapper und damit teurer werden, und sie dazu veranlasst, sich frühzeitig mit Zertifikaten einzudecken. Die EUA-Preise haben sich deshalb bereits vor der Umsetzung des Reformpakets erhöht.

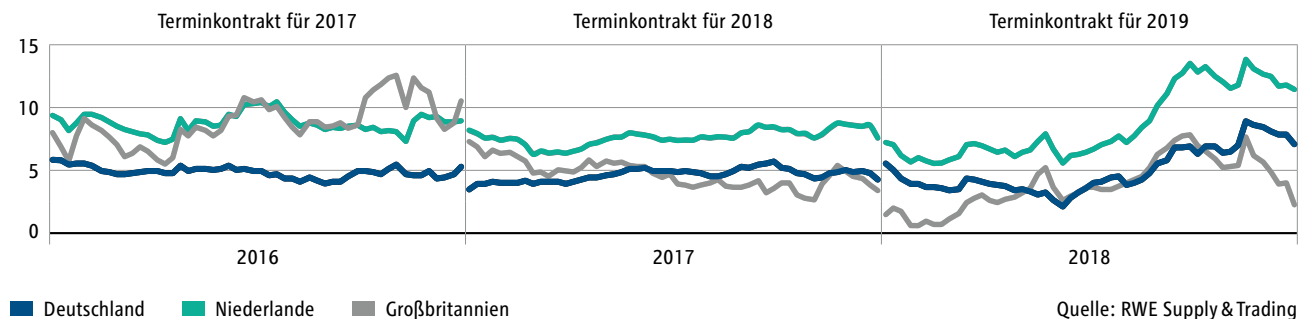
Ein-Jahres-Terminpreise für Grundlaststrom am Großhandelsmarkt
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Aufwärtstrend der Stromgroßhandelspreise setzt sich fort. Die Verteuerung von Brennstoffen und Emissionsrechten spiegelte sich in der Entwicklung der Stromgroßhandelspreise wider. Diese tendierten weiter nach oben. Im vergangenen Jahr kostete Grundlaststrom am deutschen Spotmarkt durchschnittlich 44 €/MWh und damit 10 € mehr als 2017. Deutliche Preissteigerungen gab es auch in den beiden anderen großen Erzeugungsmärkten von RWE: In Großbritannien erhöhten sich die Spotnotierungen um 12 auf 57 £/MWh (65 €)

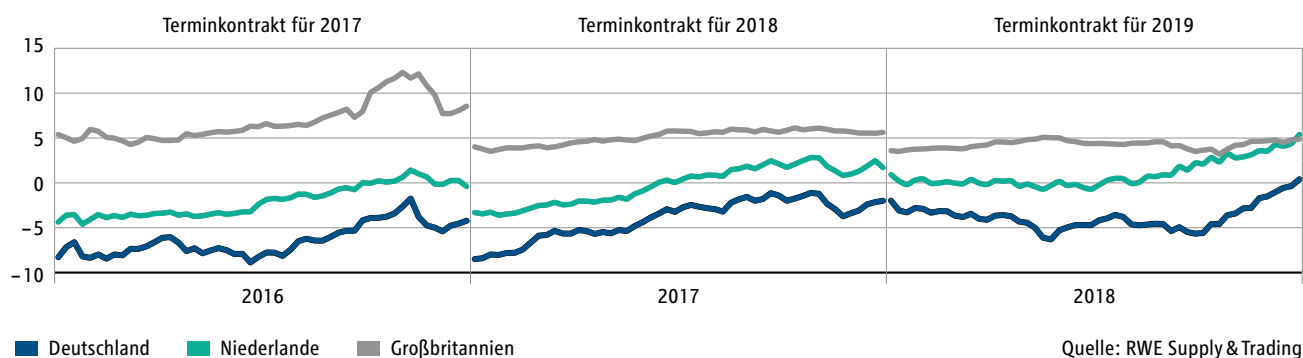
und in den Niederlanden um 14 auf 53 €/MWh. An den Terminmärkten zeigte sich folgende Entwicklung: Der deutsche Grundlast-Forward 2019 notierte im vergangenen Jahr mit durchschnittlich 44 €/MWh; das sind 12 € mehr, als 2017 für den Forward 2018 gezahlt wurde. In Großbritannien verteuerte sich Grundlaststrom in Terminkontrakten für das Folgejahr um 10 auf 54 £/MWh (61 €) und in den Niederlanden um 13 auf 49 €/MWh.

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



¹ Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Steinkohle und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 40 %; inkl. CO₂-Steuer in Großbritannien

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



¹ Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Gas und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 50 %; inkl. CO₂-Steuer in Großbritannien

Anstieg der Erzeugungsmargen in Deutschland. Die Kraftwerksmargen ergeben sich, indem man vom Preis je produzierter Einheit Strom die Kosten (inkl. 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. Bei Steinkohlekraftwerken werden die Margen als Clean Dark Spreads bezeichnet und bei Gaskraftwerken als Clean Spark Spreads.

Die beiden Abbildungen oben zeigen, wie sich diese Spreads in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten seit 2016 entwickelt haben. Abgestellt wird auf Termintransaktionen für das jeweils nächste Jahr. In Deutschland und den Niederlanden haben die Clean Dark Spreads und die Clean Spark Spreads nach einem mäßigen ersten Halbjahr etwas angezogen; im Gesamtjahr konnten sie das Niveau von 2017 damit leicht übertreffen. In Großbritannien lagen die Clean Spark Spreads dagegen geringfügig und die Clean Dark Spreads deutlich unter den jeweiligen Vorjahresdurchschnittswerten.

Die Brennstoffkosten der Braunkohle- und Kernkraftwerke sind dagegen relativ stabil, da wir Uran auf Basis langfristiger Verträge zu festen Konditionen beschaffen und Braunkohle in eigenen Tagebauen fördern. Der Anstieg der Großhandelsstrompreise hatte zur Folge, dass sich die in der Kernenergie erzielbaren Margen deutlich erhöhten; nur geringfügig verbessert haben sich dagegen die Deckungsbeiträge der Braunkohlekraftwerke, weil neben den Stromnotierungen auch die Preise für CO₂-Emissionsrechte gestiegen sind.

Rückläufige Erträge der RWE-Kraftwerke. 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. Unsere Stromerlöse im Berichtsjahr waren somit von den Konditionen bestimmt, zu denen wir Terminkontrakte für 2018 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen haben. Für unsere Braunkohle- und Kernkraftwerke, die überwiegend die Grundlast abdecken, haben wir solche Verkäufe bereits relativ früh getätigt und dabei niedrigere Preise erzielt als in Kontrakten für 2017; bei nahezu stabilen Erzeugungskosten haben sich die Margen dieser Anlagen dementsprechend verringert. Terminverkäufe von Strom aus Steinkohle- und Gaskraftwerken tätigen wir typischerweise mit geringerem zeitlichen Vorlauf. Dadurch haben wir stärker von der Preiserholung im Stromgroßhandel profitiert. Allerdings mussten wir auch deutlich mehr für Brennstoffe bezahlen. Die bei Terminkontrakten realisierten Margen haben sich daher auch für diese Anlagen insgesamt verschlechtert.

Unterdurchschnittliche Windverhältnisse in Mitteleuropa und Großbritannien. Bei den erneuerbaren Energien wird die Verfügbarkeit und Profitabilität der Erzeugungsanlagen in hohem Maße von den Wetterbedingungen beeinflusst. Für innogy ist vor allem das Windaufkommen von Bedeutung. Dieses lag an den mitteleuropäischen und britischen Erzeugungsstandorten des Unternehmens deutlich unter dem Durchschnitt der vergangenen 30 Jahre, während es in Italien und Spanien genau dem langfristigen Mittel entsprach. Verglichen mit 2017 wiesen alle innogy-Standorte ein Winddefizit auf. Bei Laufwasserkraftwerken hängt die Auslastung in starkem Maße von den Niederschlags- und Schmelzwassermengen ab. In Deutschland, der Hauptregion unserer Stromerzeugung aus Wasserkraft, lagen diese Mengen unter dem langfristigen Durchschnitt und unter dem Niveau von 2017.

1.4 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

Das Thema Klimaschutz dominiert weiterhin die energiepolitische Agenda. Die Europäische Union hat das Europäische Emissionshandelssystem grundlegend reformiert und sich ein ambitioniertes Ziel für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 gesetzt. In Deutschland und den Niederlanden werden zudem die Weichen für einen vorzeitigen Kohleausstieg gestellt. Die Regierung in Den Haag hat dazu bereits im Mai 2018 einen ersten Gesetzentwurf vorgelegt. Berlin will bald nachziehen und sich dabei an den Vorschlägen einer von der Regierung einberufenen Kommission orientieren. Diese hat sich Anfang 2019 dafür ausgesprochen, dass Deutschland bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigt. Bereits bis 2022 soll der Bestand an Kohlekraftwerken im Markt deutlich verringert werden. Es ist absehbar, dass die Vorschläge gravierende Folgen für das Braunkohlegeschäft von RWE haben werden.

Reform des europäischen Emissionshandels beschlossen.

Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben im Februar bzw. März 2018 eine grundlegende Reform des Europäischen Emissionshandelssystems (ETS) verabschiedet. Vorausgegangen waren sogenannte Trilog-Gespräche von Vertretern der beiden Gremien und der EU-Kommission. Mit der Reform, die im April 2018 in Kraft getreten ist, soll das ETS gestärkt und auf das europäische Treibhausgasminierungsziel für 2030 ausgerichtet werden. Bis 2030 müssen die Wirtschaftssektoren, die am ETS teilnehmen, ihre Emissionen gegenüber 2005 um insgesamt 43 % reduziert haben. Die Zahl der an den Markt ausgegebenen CO₂-Zertifikate soll deshalb während der vierten Emissionshandelsperiode von 2021 bis 2030 um jährlich 2,2 % gesenkt werden. Bis dahin liegt der Reduktionsfaktor noch bei 1,74 %. Mit der ETS-Novelle will man außerdem den hohen Zertifikatüberschuss im Markt abbauen. Verglichen mit der alten Rechtslage können nun wesentlich mehr Emissionsrechte in die sogenannte Marktstabilitätsreserve (MSR) überführt werden. Bei der MSR, die ab 2019 zum Einsatz kommt, handelt es sich um ein Instrument, mit dem das Angebot von Zertifikaten flexibler an die Nachfrage angepasst werden kann. Die Neuregelung sieht vor, dass die Anzahl der Zertifikate, die per Versteigerung in den Markt gegeben werden, von 2019 bis 2023 pro Jahr um 24 % des Zertifikatüberschusses gekürzt wird und die einbehaltenen Zertifikate in die MSR überführt werden. Ab 2023 sollen Emissionsrechte aus dem Bestand der MSR gelöscht werden, soweit dieser die Versteigerungsmenge des Vorjahres übersteigt. Den Mitgliedstaaten wird überdies erlaubt, nationale Maßnahmen, die zur Schließung von Kraftwerken und damit niedrigeren Emissionen führen, mit der Löschung entsprechender Zertifikatmengen zu flankieren.

EU-Winterpaket: Neue Ziele für die Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben Ende 2018 Neufassungen der Richtlinien zu den erneuerbaren Energien und zur Energieeffizienz sowie eine Verordnung zur Kontrolle der Fortschritte in der Klima- und Energiepolitik verabschiedet. Nach ihrer Veröffentlichung im Amtsblatt der EU sind die

Rechtsakte am 24. Dezember in Kraft getreten. Sie gehören zum Legislativpaket „Saubere Energie für alle Europäer“ (sogenanntes „Winterpaket“), das nun bereits zum großen Teil verabschiedet worden ist. Die EU hat sich darin ein ambitioniertes Ziel zum Ausbau der erneuerbaren Energien gesetzt: Diese sollen bis 2030 mindestens 32 % der Energienachfrage decken. Derzeit strebt die EU an, bis zum Jahr 2020 einen Anteil von 20 % zu erreichen. Ehrgeizig ist auch das Ziel zur Energieeffizienz: Die EU will ihren Primärenergieverbrauch bis 2030 um 32,5 % gegenüber einer zugrunde gelegten Referenzentwicklung senken. Die Mitgliedstaaten werden darüber hinaus verpflichtet, bis Ende 2019 nationale Energie- und Klimapläne für die Zeit bis 2030 vorzulegen sowie Langfriststrategien zum Klimaschutz zu entwickeln. Deutschland hat diese Vorgabe bereits erfüllt.

EU schränkt Teilnahme von Kohlekraftwerken an Kapazitätsmechanismen ein.

Einen Durchbruch erzielte die EU auch bei der Novelle der Strommarkttrichtlinie und der Strommarktverordnung, die ebenfalls Teil des Winterpakets sind. Das Europäische Parlament und der Ministerrat konnten sich im Dezember auf eine gemeinsame Position dazu verständigen. Beide Gremien wollen die Strommarktverordnung um Regelungen ergänzen, an die sich nationale Regierungen halten müssen, falls sie Kapazitätsmechanismen einführen oder dies bereits getan haben. Kraftwerke mit CO₂-Emissionen von mehr als 550 g/kWh dürfen künftig nur sehr eingeschränkt an solchen Mechanismen teilnehmen. Voraussetzung dafür ist, dass sie pro Jahr nicht mehr als 350 kg CO₂ je Kilowatt installierter Leistung emittieren. Ein modernes Braunkohlekraftwerk erreicht diese Grenze nach maximal 375 Stunden im Volllastbetrieb, ein modernes Steinkohlekraftwerk nach höchstens 470 Stunden. Konkret heißt das, dass Kohlekraftwerke nicht mit voller Auslastung an einem allgemeinen Kapazitätsmarkt teilnehmen können, wohl aber an Reserve Regelungen, die nur wenige Betriebsstunden vorsehen. Ein Beispiel für solche Regelungen ist die bestehende Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft, die nach den neuen EU-Regeln auch in Zukunft möglich wäre. Die Obergrenze von 550 Gramm soll für neue Kraftwerke am 1. Januar 2020

wirksam werden. Für Bestandsanlagen gilt eine Übergangsregelung bis Mitte 2025. Bereits existierende Kapazitätsverträge und solche, die im laufenden Jahr abgeschlossen werden, bleiben von den Grenzwerten gänzlich unberührt. Damit kam die EU insbesondere Polen entgegen: Das Land hat bereits einen allgemeinen Kapazitätsmarkt eingeführt, in den Kohlekraftwerke einbezogen sind. Das Europäische Parlament und der Ministerrat müssen die Novelle der Strommarkttrichtlinie und der Strommarktverordnung noch formal beschließen, ehe sie in Kraft treten kann. Dies wird voraussichtlich in der ersten Jahreshälfte 2019 geschehen.

Strukturwandel-Kommission schlägt Fahrplan für deutschen Kohleausstieg vor. In Deutschland, unserem wichtigsten Erzeugungsmarkt, zeichnet sich ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung ab. Im Januar 2019 hat die von der Bundesregierung eingerichtete Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ nach langen Beratungen ein Konzept vorgelegt, wie das Land seine Klimaschutzziele im Energiesektor erreichen kann, ohne dass es zu Strukturbrüchen, sozialen Härten oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt. Das Gremium aus Vertretern von Industrie, Gewerkschaften, Wissenschaft, Verbänden, Bürgerinitiativen und Umweltorganisationen empfiehlt, dass Deutschland bis spätestens 2038 aus der Kohleverstromung aussteigt. Allerdings soll 2032 geprüft werden, ob dieses Ziel erreichbar ist und ob das Enddatum sogar auf 2035 vorgezogen werden kann. Darüber hinaus legt die Kommission Etappenziele für den Kohleausstieg fest: Durch Stilllegungen oder Umrüstungen soll der Bestand an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken im Markt bis Ende 2022 auf jeweils 15 GW Erzeugungsleistung gesenkt werden. Gegenüber Ende 2017 entspricht das einem Rückgang von mindestens 12,5 GW, davon annähernd 5 GW aus Braunkohle und 7,7 GW aus Steinkohle. In den Zahlen enthalten sind Stilllegungen, die zwischenzeitlich stattgefunden haben oder schon angekündigt sind. Ebenfalls miteingefasst sind Braunkohleblöcke, die Ende 2017 noch nicht in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden waren. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 9 GW und Steinkohlekraftwerke mit insgesamt 8 GW am Markt sein (ohne Reserven). Ferner rät die Kommission, in Höhe der zusätzlich eingesparten CO₂-Mengen Emissionsrechte aus dem nationalen Versteigerungsbudget zu löschen. Die für die stillgelegten Kraftwerke nicht mehr benötigten Zertifikate stünden sonst anderen Teilnehmern am Europäischen Emissionshandelssystem zur Verfügung und würden ihnen zusätzliche Emissionen erlauben.

Die Kommission schlägt der Bundesregierung außerdem vor, in den Jahren 2023, 2026 und 2029 die bis dahin umgesetzten Maßnahmen einer Überprüfung zu unterziehen. Dabei sollen u. a. die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, das Strompreisniveau, den Klimaschutz und die Strukturentwicklung in den betroffenen Regionen analysiert und nötigenfalls gegensteuernde Maßnahmen in die Wege geleitet werden. Außerdem wird der Politik empfohlen, den Stilllegungsfahrplan im Einvernehmen mit den Betreibern umzusetzen und diesen angemessene Entschädigungsleistungen zu gewähren. Die Kommission hält es ferner für wünschenswert, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Im Hinblick auf die Umsiedlungen in den Tagebauregionen werden die Länder aufgefordert, in einen Dialog mit den Betroffenen zu treten, um soziale und wirtschaftliche Härten zu vermeiden. Betriebsbedingte Kündigungen sowie unbillige soziale und ökonomische Nachteile für die Beschäftigten sollen verhindert werden, u. a. durch ein staatliches Anpassungsgeld.

Die Vorschläge der Kommission sind bei Politikern und Interessenverbänden überwiegend auf Zustimmung gestoßen. Positiv hervorgehoben wurde, dass nun ein breiter Konsens gefunden sei, der für die Politik die Basis sein kann, um Planungssicherheit für Unternehmen, Beschäftigte und Regionen zu schaffen. Beobachter gehen deshalb davon aus, dass die Bundesregierung das Konzept der Kommission in den wesentlichen Punkten umsetzen wird. Für unser rheinisches Braunkohlegeschäft hätte das gravierende Konsequenzen. RWE hat im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft bereits vier Kraftwerksblöcke vorzeitig vom Netz genommen und wird Ende September 2019 einen weiteren Block folgen lassen. Zusätzliche Stilllegungen sind deshalb umso schwieriger und führen zu Belastungen, die weit über die entgangenen Stromerlöse hinausgehen. Beispielsweise müssten wir kurzfristig in erheblichem Umfang Stellen abbauen und Sozialprogramme für die betroffenen Beschäftigten auflegen. Bei einer frühzeitigen Schließung von Tagebauen müssten neue Rekultivierungskonzepte erarbeitet und die Bergbaurückstellungen wegen der früheren Inanspruchnahme nach oben angepasst werden. Zusätzliche Kosten entstünden bei einem Erhalt des Hambacher Forstes, sofern dieser überhaupt technisch möglich ist. Des Weiteren sind erhebliche Investitionen erforderlich, um Tagebaue und Kraftwerke auf ein neues Betriebskonzept umzustellen. Welche Belastungen insgesamt auf uns zukommen, können wir erst dann verlässlich abschätzen, wenn die Bundesregierung konkrete Pläne vorgelegt und Gespräche mit uns aufgenommen hat. Positiv werten wir, dass die Kommission die Notwendigkeit angemessener Entschädigungsleistungen für Kraftwerksbetreiber anerkannt hat und dabei ausdrücklich auch die Folgekosten für die Tagebaue einbezieht.

Niederlande planen Ausstieg aus der Kohleverstromung.

Auch in den Niederlanden kündigt sich ein frühzeitiger Kohleausstieg an. Im Mai hat die Regierung einen entsprechenden Gesetzentwurf verabschiedet. Danach darf in Kraftwerken aus den 1990er Jahren ab 2025 keine Steinkohle mehr eingesetzt werden. Für Anlagen jüngerer Baudatums soll das Verbot fünf Jahre später in Kraft treten. Somit würde in den Niederlanden ab 2030 keine Kohle mehr verstromt. Diese Zielvorgabe steht auch im Koalitionsvertrag, den die vier Regierungsparteien unter der Führung von Ministerpräsident Mark Rutte im Oktober 2017 geschlossen haben. Nach einer öffentlichen Konsultation im Sommer 2018 hat die Regierung den Gesetzentwurf überarbeitet und eine bislang nicht veröffentlichte Neufassung dem Raad van State (niederländischen Staatsrat) vorgelegt, einem Verfassungsorgan, das die Regierung berät. Im Frühjahr 2019 soll dann das Parlament über den Entwurf entscheiden. Derzeit sind in den Niederlanden noch fünf Steinkohlekraftwerke in Betrieb. Zwei davon gehören uns, Amer 9 und Eemshaven. Die erstgenannte Anlage verfügt über 631 MW Nettoleistung und ist 1993 ans Netz gegangen. Nach dem Gesetzentwurf vom Mai müsste sie Ende 2024 die Kohleverstromung einstellen. Das Kraftwerk Eemshaven ist ein Doppelblock mit 1.554 MW, den wir seit 2014 betreiben. Für ihn würde das spätere Ausstiegsdatum gelten, also Ende 2029. Amer 9 und Eemshaven müssten entweder stillgelegt oder mit anderen Brennstoffen betrieben werden. Derzeit rüsten wir beide Anlagen für die Beifeuerung von Biomasse um. Dafür erhalten wir Fördermittel, mit denen wir die Investitionsausgaben und den Mehraufwand bei der Brennstoffbeschaffung finanzieren. Eine Umrüstung auf 100-prozentige Biomassenutzung wäre mit erheblichen Zusatzbelastungen verbunden. Im Dialog mit der Politik treten wir für einen Ausgleich unserer finanziellen Nachteile aus dem geplanten Kohleausstieg ein und werden nötigenfalls auch rechtliche Schritte einleiten.

Niederländische Regierung will Mindestpreis für CO₂-Emissionen im Stromsektor einführen.

Die Regierung in Den Haag will darüber hinaus das europäische Emissionshandelssystem durch eine nationale CO₂-Steuer im Stromsektor flankieren. Damit soll erreicht werden, dass die Gesamtkosten je ausgestoßener Tonne Kohlendioxid auch bei niedrigen Zertifikatpreisen nicht unter ein vorab definiertes Minimum sinken. Die Einführung der Abgabe ist Bestandteil eines nationalen Klima-Abkommens, das voraussichtlich im laufenden Jahr verabschiedet wird. Darin will die Regierung in Abstimmung mit Umweltverbänden, Gewerkschaften und Energieunternehmen Maßnahmen festlegen, mit denen das Land seine ambitionierten Emissionsminderungsziele erreichen kann. Nach ersten Plänen sollte die Abgabe bei ihrer Einführung im Jahr 2020 einen Mindestpreis von 18 € je Tonne CO₂ garantieren und dieser Wert bis 2030 schrittweise auf 43 € angehoben werden. Damit stieß die Regierung allerdings auf Kritik. Eine von ihr in Auftrag gegebene Studie kam zu dem Ergebnis, dass die Reform nur wenig zur Emissionsminderung beitragen werde und die Sicherheit der Stromversorgung beeinträchtigen könne. Aus den gleichen Gründen hatte sich auch der Energiesektor gegen die Abgabe ausgesprochen und dabei auf das inzwischen stark erhöhte Preisniveau im europäischen Emissionshandel hingewiesen. Trotzdem wollte die Politik nicht gänzlich von dem Vorhaben abrücken. Nach Gesprächen mit den Energieunternehmen und Umweltverbänden wurde ein Mindestpreispfad festgelegt, der deutlich unter dem ursprünglich geplanten liegt. Er startet 2020 mit 12,30 € und erhöht sich schrittweise auf 31,90 € im Jahr 2030. Dem Pfad liegen Schätzungen zur künftigen Preisentwicklung im europäischen Emissionsrechtehandel zugrunde. Angenommen wird, dass die Zertifikatnotierungen stark ansteigen und durchgehend über den vorgegebenen CO₂-Mindestpreisen liegen werden.

1.5 WESENTLICHE EREIGNISSE

2018 war für uns ein ereignisreiches Jahr. Durch eine mit E.ON getroffene Vereinbarung über den Tausch von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen haben wir die Weichen gestellt für eine neue RWE, die zu Europas führenden Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien gehören wird. Unsere Tochter innogy hat zudem weitere Meilensteine beim Ausbau ihrer Windkraft- und Solarkapazitäten erreicht. Für unser Braunkohlegeschäft war das vergangene Jahr weniger erfreulich: Das Oberverwaltungsgericht Münster hat einen vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst angeordnet, der unsere Tagebauaktivitäten beeinträchtigen und Einbußen bei der Stromproduktion verursachen wird. Im Folgenden stellen wir wesentliche Ereignisse dar, die 2018 und Anfang 2019 eingetreten sind. Dabei konzentrieren wir uns auf Vorgänge, die nicht bereits an anderer Stelle im Lagebericht ausführlich erläutert werden.

Ereignisse im Berichtsjahr

Umfassendes Tauschgeschäft vereinbart: E.ON wird innogy übernehmen, RWE steigt zu Europas Nr. 3 bei den erneuerbaren Energien auf.

Die Energieversorger RWE und E.ON haben gemeinsam die Weichen für eine grundlegende Neuaufteilung ihrer Geschäftsaktivitäten gestellt. RWE wird damit zu Europas Nr. 3 bei den erneuerbaren Energien, während E.ON seine Netz- und Vertriebsaktivitäten ausbaut. Dies wollen die beiden Unternehmen mit einem umfassenden Tauschgeschäft erreichen, das sie am 12. März 2018 vertraglich vereinbart haben. Demnach wird E.ON den von RWE gehaltenen 76,8 %-Anteil an der innogy SE erwerben. Im Gegenzug erhält RWE folgende Geschäftsteile und Vermögenswerte: (1) eine Beteiligung von 16,67 % an E.ON, die durch eine Sachkapitalerhöhung aus genehmigtem Kapital geschaffen wird; (2) nahezu das gesamte Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON und innogy; (3) die Minderheitsbeteiligungen der E.ON-Tochter PreussenElektra an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland in Höhe von 25 % bzw. 12,5 %; (4) das Gasspeicher-geschäft von innogy und (5) den 37,9 %-Anteil von innogy am österreichischen Energieversorger Kelag. Daneben wird RWE eine Zahlung von 1,5 Mrd. € an E.ON leisten. Die Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen sollen mit ökonomischer Rückwirkung zum 1. Januar 2018 übertragen werden. Der Transaktion lag bei Vertragsabschluss eine Bewertung unseres 76,8 %-Anteils an innogy von 40 € je Aktie zugrunde. Das entspricht einer Prämie von 28 % auf den Schlusskurs der innogy-Aktie zum 22. Februar (31,29 €) – den letzten Wert, der von Übernahmespekulationen noch weitgehend unbeeinflusst war. In den 40 € sind die Dividenden der innogy SE für die Geschäftsjahre 2017 und 2018 enthalten, die RWE weiter zustehen.

RWE steigt durch die Transaktion zum Allrounder der Stromerzeugung auf, der mit seinen flexiblen Kraftwerken einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet und zugleich den Umbau des Energiesektors in Richtung einer klimaschonenden Stromproduktion vorantreibt. Dadurch

stellen wir uns nicht nur operativ breiter, sondern auch finanziell robuster auf. Das Geschäft mit den erneuerbaren Energien zeichnet sich durch einen hohen Anteil stabiler regulierter Erträge aus. Nach Abschluss der Transaktion dürfte es mehr als die Hälfte zum bereinigten EBITDA des RWE-Konzerns beitragen. Unser Verschuldungsfaktor, der das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA wiedergibt, wird dann voraussichtlich bei unter 3,0 liegen. Ausführliche Informationen zu den Auswirkungen der Transaktion auf unser Geschäftsmodell finden Sie auf Seite 18 f.

Wir sind zuversichtlich, das Tauschgeschäft bis Ende 2019 abschließen zu können. Vollzogen wird es in mehreren Etappen, von denen einige bereits hinter uns liegen:

- Zunächst hat E.ON den Minderheitsaktionären von innogy am 27. April 2018 ein freiwilliges öffentliches Angebot zur Übernahme ihrer Anteile unterbreitet. Mit 40 € je Aktie abzüglich der innogy-Dividenden für die Geschäftsjahre 2017 und 2018 entsprach der Angebotspreis den Konditionen, die der Transaktion zwischen E.ON und uns zugrunde liegen. Bei Ablauf der Annahmefrist am 25. Juli 2018 waren E.ON 9,4 % der innogy-Aktien angedient worden.
- Am 18. Juli haben RWE und innogy sowie E.ON und innogy Vereinbarungen zur Kooperation bei der Umsetzung der Transaktion getroffen. Das Management von innogy sagt darin zu, die Umsetzung des Tauschgeschäfts zu unterstützen, auch gegenüber dem Kapitalmarkt. Angestrebt wird ein transparenter Integrationsprozess, bei dem die Mitarbeiter möglichst gleich behandelt werden, unabhängig davon, welchem Unternehmen sie derzeit angehören. Außerdem soll den Stärken der einzelnen Gesellschaften Rechnung getragen werden. Mit der Vereinbarung besteht die Möglichkeit, die Integrationsmaßnahmen frühzeitig gemeinsam zu planen und die Transaktion zügiger abzuschließen.

- Am 22. Januar 2019 haben wir den Erwerb der für uns bestimmten Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen bei der Europäischen Kommission angemeldet und erhielten am 26. Februar die Freigabe aus Brüssel. Vorausgegangen war eine mehrmonatige Vorprüfung, durch die sich die Kommission schon frühzeitig ein genaues Bild von den wettbewerblichen Auswirkungen der Transaktion machen konnte. E.ON hat die Übernahme von innogy am 31. Januar 2019 bei der Kommission angemeldet. Darüber hinaus müssen Genehmigungen nationaler Wettbewerbsbehörden eingeholt werden. Dies betrifft u. a. den Erwerb der Finanzbeteiligung an E.ON. Die Erlaubnis dafür haben wir am 28. Januar 2019 beim Bundeskartellamt und am 25. Februar 2019 bei der britischen Competition and Markets Authority (CMA) beantragt. Bereits am 26. Februar, dem Tag der Freigabe durch die Kommission, hat uns das Bundeskartellamt grünes Licht gegeben.

Sobald alle erforderlichen Genehmigungen der zuständigen Kartell- und Aufsichtsbehörden vorliegen, soll die Transaktion in zwei Schritten abgeschlossen werden: Zunächst erhält E.ON unsere 76,8 %-Beteiligung an innogy und die vereinbarte Zahlung von 1,5 Mrd. €, während wir die 16,67 %-Beteiligung an E.ON sowie die Minderheitsanteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland übernehmen. Im zweiten Schritt wird uns E.ON die eigenen und die zu innogy gehörenden Erneuerbare-Energien-Aktivitäten, das Gasspeichergeschäft von innogy und den Kelag-Anteil überlassen.

Gerecht beschließt vorläufigen Stopp der Rodung im Hambacher Forst – RWE erwartet Ergebniseinbußen durch Beeinträchtigung des Tagebaubetriebs. Am 5. Oktober hat das Oberverwaltungsgericht (OVG) Münster per Eilverfahren beschlossen, dass RWE Power den Hambacher Forst (bei Köln) vorerst nicht roden darf. Dies wird zu einer massiven Beeinträchtigung der Braunkohleförderung im Tagebau Hambach führen. Wir rechnen im Mittelfristzeitraum (2019 bis 2021) mit jährlichen Mengeneinbußen von 10 bis 15 Mio. Tonnen. Das bereinigte EBITDA wird dadurch um voraussichtlich 100 bis 200 Mio. € pro Jahr niedriger ausfallen. Die Rodung des Hambacher Forstes ist Teil des Hauptbetriebsplans 2018–2020. Dieser war im März 2018 von der zuständigen Bezirksregierung mit Anordnung des Sofortvollzugs zugelassen worden. Daraufhin hatte der Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) eine Aufhebung des Sofortvollzugs beantragt, die das Verwaltungsgericht (VG) Köln aber ablehnte. Einer Beschwerde des BUND gegen den Kölner Beschluss ist vom OVG Münster im Oktober insoweit stattgegeben worden, als es die Rodung des Hambacher Forstes zunächst gestoppt hat, während die

übrigen Tagebauaktivitäten fortgesetzt werden können. Das Gericht begründete seine Entscheidung damit, dass die Rechtslage wegen ihrer Komplexität nicht im Eilverfahren geklärt werden könne.

Ob und wann der Hambacher Forst gerodet werden kann, muss nun im Hauptsacheverfahren entschieden werden, das beim VG Köln anhängig ist. Im Kern geht es dabei um die Frage, ob die ca. 200 Hektar große Restfläche des Forstes den europäischen Schutzbestimmungen für Flora-Fauna-Habitat-Gebiete (FFH-Gebiete) unterliegt. Nach einem Anfang 2018 veröffentlichten Gutachten des Kieler Instituts für Landschaftsökologie ist dies nicht der Fall. Zur gleichen Einschätzung war das VG Köln in einem früheren vom BUND angestrebten Verfahren gekommen, bei dem es u. a. um den Rahmenbetriebsplan 2020–2030 ging. Die Klage war am 24. November 2017 abgewiesen worden. Das OVG Münster hat am 5. Oktober 2018 die Berufung des BUND gegen dieses Urteil zugelassen. Somit ist neben dem VG Köln nun auch das OVG Münster in einem Hauptsacheverfahren mit der Klärung der FFH-Thematik befasst. Wann eine finale Entscheidung dazu vorliegt, ist offen. Möglicherweise wird dies nicht vor Ende 2020 der Fall sein. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass das Thema vorher auf die Agenda der Bundesregierung kommt. Im Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ vom 26. Januar 2019 wird der Erhalt des Hambacher Forstes als wünschenswert bezeichnet. Über die Empfehlungen der Kommission an die Bundesregierung informieren wir auf Seite 33 ausführlich.

Der mit Hambacher Braunkohle erzeugte Strom entspricht rund 15 % des Bedarfs in Nordrhein-Westfalen. An den Tagebau angeschlossen sind nicht nur Kraftwerke in Neurath und Niederaußem, sondern auch Veredlungsbetriebe, die viele kleine und mittelständische Unternehmen mit Braunkohleprodukten für deren Strom- und Wärmeerzeugung versorgen. Derzeit sind rund 4.600 RWE-Mitarbeiter im Hambacher Abbaugebiet und in den nachgelagerten Kraftwerken und Betrieben tätig; hinzu kommen zahlreiche Beschäftigte bei Zulieferern.

EU-Gericht legt britischen Kapazitätsmarkt auf Eis. Das Gericht der Europäischen Union hat Mitte November die von der EU-Kommission erteilte Genehmigung für den britischen Kapazitätsmarkt für unwirksam erklärt. Nach Auffassung der Richter hätte die Kommission zunächst eine umfassende Untersuchung durchführen müssen, bevor sie grünes Licht für die staatlichen Beihilfen gab. Seit dem Urteil befindet sich der britische Kapazitätsmarkt in einer Stillhaltephase. Das heißt, dass keine Kapazitätszahlungen im

Rahmen bestehender Vereinbarungen geleistet und keine neuen Kapazitätsauktionen durchgeführt werden dürfen, bis die Kommission die Beihilfen erneut genehmigt hat. Die Prämienzahlungen, die wir im Berichtsjahr erhalten haben, fielen dadurch um ca. 50 Mio. € niedriger aus als erwartet. Das britische Ministerium für Wirtschaft, Energie und Industriestrategie (BEIS) hat erklärt, dass es alles in seiner Macht Stehende tun werde, um möglichst bald wieder die Genehmigung für den Kapazitätsmarkt zu erhalten. Dies könnte noch im laufenden Jahr der Fall sein. Die EU-Kommission hat inzwischen eine eingehende Untersuchung eingeleitet, mit der sie klären will, ob der britische Kapazitätsmarkt den EU-Vorschriften für staatliche Beihilfen entspricht. Sollte die Kommission dem ursprünglichen britischen Genehmigungsersuchen erneut stattgeben, könnten wieder Kapazitätsprämien gewährt werden. Obwohl wir zuversichtlich sind, dass der britische Kapazitätsmarkt in der bisherigen Form fortgeführt werden kann, haben wir für das laufende Jahr erst einmal keine Zahlungen eingeplant. Bei früheren Auktionen waren uns für 2019 rund 180 Mio. € zugesagt worden.

Braunkohleblöcke Niederaußem E und F in Sicherheitsbereitschaft überführt. Am 30. September haben wir die beiden 300-MW-Blöcke E und F des Braunkohlekraftwerks Niederaußem planmäßig vom Netz genommen. Die Anlagen sind in die sogenannte Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft überführt worden und können bei Engpässen in der Stromversorgung binnen zehn Tagen reaktiviert werden. Die Regelungen zur Sicherheitsbereitschaft waren 2016 aus Klimaschutzgründen gesetzlich verankert worden. Danach müssen im Zeitraum von 2016 bis 2019 acht Braunkohleblöcke mit einer Leistung von insgesamt 2,7 GW vom Markt genommen und jeweils vier Jahre lang bis zur endgültigen Stilllegung für die letzte Absicherung der Stromversorgung bereit gehalten werden. Fünf der acht Anlagen mit zusammen 1,5 GW gehören RWE. Bereits 2017 hatten wir – ebenfalls Ende September – die Blöcke P und Q des Kraftwerks Frimmersdorf in die Sicherheitsbereitschaft überführt. 2019 wird Block C des Kraftwerks Neurath folgen.

RWE verkauft Mehrheitsbeteiligung am ungarischen Stromerzeuger Mátra. RWE und der Energieversorger EnBW haben gemeinsam ihre Beteiligungen von 51 % bzw. 21,7 % am ungarischen Stromerzeuger Mátrai Erőmű Zrt. (kurz: Mátra) verkauft. Die Transaktion wurde im März 2018 abgeschlossen. Erwerber ist ein Konsortium aus der tschechischen EP Holding und dem ungarischen Investor Lőrinc Mészáros. Mátra ist auf die Förderung und Verstromung von Braunkohle spezialisiert. Ende 2017 beschäftigte das Unternehmen etwas mehr als

2.000 Mitarbeiter und verfügte über eine Nettoerzeugungskapazität von rund 840 MW. Die Gesellschaft hat für uns strategisch an Bedeutung verloren, weil wir uns bei der konventionellen Stromerzeugung auf die Kernmärkte Deutschland, Großbritannien und Benelux konzentrieren wollen.

Niederländisches Gaskraftwerk Claus C wird wieder ans Netz gehen. Unser vorübergehend stillgelegtes Gaskraftwerk Claus C im niederländischen Maasbracht wird die Stromproduktion wieder aufnehmen. Das hat der Vorstand der RWE Generation im Oktober beschlossen. Die Anlage verfügt über eine Nettoleistung von 1.304 MW und erfüllt mit einem Wirkungsgrad von 58 % höchste Effizienzstandards. Sie war 2012 in Betrieb gegangen und zwei Jahre später wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit vom Netz genommen worden. Gründe für ihre Reaktivierung sind verbesserte Marktbedingungen und eine zunehmende Nachfrage nach steuerbarer Erzeugungsleistung. Kommerzielle Chancen ergeben sich auch dadurch, dass Belgien aus der Kernenergie aussteigen will und daher zusätzliche Erzeugungskapazitäten benötigt. Durch seine grenznahe Lage könnte Claus C direkt an das belgische Stromnetz angeschlossen werden. Allerdings wird das Kraftwerk wohl erst im Herbst 2020 voll einsatzbereit sein, u. a. weil noch umfangreiche Wartungsarbeiten durchgeführt werden müssen.

Im Gegensatz zu Claus C wird das benachbarte Gaskraftwerk Claus A keinen Strom mehr produzieren. Die Anlage mit 610 MW Nettoleistung ist bereits seit März 2012 nicht mehr am Netz und wurde 2018 endgültig stillgelegt. Aufgrund ihres technischen Zustands hätte sich eine Reaktivierung nicht gelohnt. Darüber hinaus haben wir das Gaskraftwerk Moerdijk 1 zum 1. Februar 2018 vorläufig vom Netz genommen. Diese Entscheidung war 2016 aus wirtschaftlichen Gründen getroffen worden. Moerdijk 1 liegt südlich von Rotterdam in der niederländischen Provinz Nordbrabant und verfügt über eine Nettoleistung von 348 MW.

Britischer Offshore-Windpark Galloper fertiggestellt. Unsere Tochter innogy hat ihre Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien weiter ausgebaut. Mit Galloper konnte ein großer Windpark in der britischen Nordsee fertiggestellt werden, dessen 56 Turbinen auf eine Gesamtleistung von 353 MW kommen. innogy ist mit 25 % an dem Windpark beteiligt, betreibt ihn und war hauptverantwortlich für die Entwicklung und den Bau. Seit März 2018 ist Galloper mit voller Kapazität am Netz. Sein Strom deckt rein rechnerisch den Bedarf von rund 380.000 britischen Haushalten. Die Investitionssumme betrug 1,5 Mrd. £.

RWE-Tochter innogy gewinnt Partner für Offshore-Windkraftprojekt Triton Knoll. Entsprechend ihrer Strategie, große Windkraftvorhaben gemeinsam mit Partnern zu verwirklichen, hat innogy den japanischen Energiekonzernen J-Power und Kansai Electric Power Anteile von 25 % bzw. 16 % am Offshore-Projekt Triton Knoll verkauft. innogy hält damit weiterhin die Mehrheit an Triton Knoll (59 %). Die Transaktion wurde im August vertraglich vereinbart und konnte im September abgeschlossen werden. Triton Knoll ist ein Windpark mit ca. 860 MW Gesamtleistung, der in der Nordsee vor der Küste Englands entstehen soll. innogy und die neuen Partner werden hier gemeinsam etwa 2 Mrd. £ investieren. Mit 1,75 Mrd. £ wird ein Großteil dieses Betrags von einem internationalen Bankenkonsortium bereitgestellt. innogy hat Triton Knoll entwickelt und wird auch für den Bau, den Betrieb und die Instandhaltung des Windparks zuständig sein. Nachdem die Projektfinanzierung gesichert war, starteten im September die Arbeiten am landseitigen Netzanschluss. Bei planmäßigem Projektfortschritt könnten die insgesamt 90 Windturbinen ab 2021 sukzessive in Betrieb gehen. Für ihre Stromeinspeisung ins Netz garantiert der Staat eine Vergütung von 74,75 £/MWh. Der Förderzeitraum beträgt 15 Jahre.

Übernahme einer großen Windkraft-Projektpipeline in den USA. Wachstum bei den erneuerbaren Energien strebt innogy auch außerhalb Europas an. Diesem Ziel ist unsere Tochter 2018 ein gutes Stück näher gekommen. Im Juli hat sie ein Portfolio von Onshore-Windkraftprojekten in den USA übernommen. Die projektierten Anlagen haben eine Gesamtleistung von über 2 GW. Verkäufer ist die britische Investmentgesellschaft Terra Firma Capital Partners. Das übernommene Portfolio umfasst mehr als 20 Einzelvorhaben, die sich auf acht US-Bundesstaaten verteilen und unterschiedlich weit fortgeschritten sind. Bei einem der Projekte hat innogy bereits die finale Investitionsentscheidung getroffen: Im November 2018 gab unsere Tochter grünes Licht für den Bau des Windparks Scioto Ridge im US-Bundesstaat Ohio, der Ende 2020 mit seiner vollen Kapazität von 242 MW am Netz sein soll. Rein rechnerisch kann er dann rund 60.000 Haushalte in Ohio mit grünem Strom versorgen.

Fördermittel für deutschen Nordsee-Windpark gesichert.

Im Frühjahr 2018 hat innogy die Weichen für ein weiteres attraktives Offshore-Windkraftprojekt gestellt: Bei einer Auktion konnte das Unternehmen eine Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz für den Windpark Kaskasi sichern. Über den Bau von Kaskasi soll 2020 entschieden werden. Der Windpark mit einer geplanten Erzeugungskapazität von 325 MW könnte dann im Jahr 2022 den Betrieb aufnehmen. Sein Standort unweit von Helgoland zeichnet sich durch gute Windverhältnisse und moderate Wassertiefen aus. Vorteilhaft ist auch die Nähe zum bestehenden innogy-Windpark Nordsee Ost.

innogy beschließt Bau von Australiens größtem Solarkraftwerk.

Im September hat innogy beschlossen, im australischen Bundesstaat New South Wales das Freiflächen-Solarkraftwerk Limondale zu errichten. Die Anlage soll bei ihrer Inbetriebnahme Mitte 2020 über eine Leistung von 349 MW verfügen. Sie wäre damit nach heutigem Stand das größte Solarkraftwerk Australiens. Zuständig für den Bau ist die Anfang 2017 von innogy akquirierte Gesellschaft Belectric, die auch den Betrieb und die Wartung übernehmen wird.

Solarentwickler Birdseye gewährt innogy Exklusivrechte an Projekten in den USA.

innogy wird künftig mit dem amerikanischen Unternehmen Birdseye Renewable Energy bei der Entwicklung von Solarprojekten zusammenarbeiten. Dies wurde im Juni 2018 vereinbart. Die Partnerschaft umfasst 13 Projekte mit rund 440 MW Gesamtkapazität, die von Birdseye initiiert wurden und unterschiedlich weit fortgeschritten sind. Durch die Vereinbarung sichert sich innogy das Vorrecht, Projekte aus der Pipeline zu erwerben, sobald diese die Baureife erlangt haben. innogy und Birdseye wollen zudem weitere Möglichkeiten der Zusammenarbeit prüfen.

Ereignisse nach Ablauf des Berichtsjahres

Strukturwandel-Kommission gibt Empfehlungen für deutschen Kohleausstieg bekannt. Im Januar 2019 hat die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt. Das Gremium aus Vertretern von Industrie, Gewerkschaften, Verbänden, Wissenschaft, Bürgerinitiativen und Umweltorganisationen spricht sich darin für einen schrittweisen Ausstieg aus der deutschen Kohleverstromung bis 2038 aus. Bereits bis Ende 2022 soll der Bestand an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken im Markt durch Stilllegungen oder Umrüstungen auf jeweils 15 GW Erzeugungsleistung gesenkt werden. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 9 GW und Steinkohlekraftwerke mit insgesamt 8 GW am Markt sein. Die Bundesregierung will nun auf der Basis der Empfehlungen ein Gesetzespaket zum Klimaschutz vorlegen und Gespräche mit den betroffenen Unternehmen führen. Über die Empfehlungen der Kommission und ihre möglichen Folgen für RWE informieren wir auf Seite 33 ausführlich.

STEAG erwirbt Mehrheitsbeteiligung von RWE am Steinkohlekraftwerk Bergkamen. Mit Wirkung zum 1. Januar 2019 haben wir unseren 51 %-Anteil am Steinkohlekraftwerk Bergkamen an den Essener Energieversorger STEAG abgegeben. Dieser war zuvor bereits mit 49 % an der Anlage beteiligt und machte nun von einem vertraglichen Kaufrecht Gebrauch. Hinsichtlich der Höhe des Preises ist Vertraulichkeit vereinbart worden. Das Kraftwerk ist seit 1981 in Betrieb und verfügt über eine Erzeugungsleistung von 720 MW. RWE war für die kaufmännische Verwaltung zuständig, während STEAG die technische Betriebsführung verantwortete. Mit dem Anteilsverkauf endete auch ein Vertrag, der uns zum Bezug des Stroms der Anlage verpflichtete.

RWE trennt sich von belgischem Heizkraftwerk. Mit dem Verkauf des belgischen Heizkraftwerks Inesco an den britischen Chemiekonzern INEOS konnten wir Ende Februar 2019 eine weitere Desinvestition abschließen. Die elf Jahre alte Anlage befindet sich auf dem Gelände eines von INEOS betriebenen Chemieparks bei Antwerpen. Sie wird mit Gas beheizt und verfügt über eine elektrische Nettoleistung von 133 MW. Neben Strom liefert sie auch Dampf und demineralisiertes Wasser an die im Chemiepark ansässigen Unternehmen. Ein Grund für unsere Verkaufsentscheidung war die enge Einbindung des Kraftwerks in die Geschäftsaktivitäten von INEOS.

Bund übernimmt von RWE die Standort-Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle. Zum 1. Januar 2019 haben wir die Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle an den Standorten unserer Kernkraftwerke Emsland, Biblis und Gundremmingen an die bundeseigene Gesellschaft für Zwischenlagerung (BGZ) übertragen. Rechtliche Grundlage dafür ist das Ende 2016 verabschiedete Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung, mit dem der Staat die Zuständigkeit für die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernommen hat. Die deutschen Kernkraftwerksbetreiber haben dem Bund dafür 24,1 Mrd. € bereitgestellt. Die Mittel sind Mitte 2017 in einen öffentlich-rechtlichen „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ eingezahlt worden. Die Verantwortung für die Stilllegung und den sicheren Rückbau der Kraftwerke liegt weiterhin bei den Unternehmen. Ebenso obliegt ihnen, die radioaktiven Abfälle fachgerecht zu verpacken, ehe diese an die BGZ übergeben werden. Zum 1. Januar 2019 sind insgesamt elf dezentrale Zwischenlager von den Kernkraftwerksbetreibern an die BGZ übergegangen. Anfang 2020 sollen die Zwischenlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle folgen, darunter zwei am RWE-Standort Biblis.

RWE kündigt Hybridanleihe über 750 Mio. £. Anfang Februar 2019 haben wir bekannt gegeben, dass wir unsere Hybridanleihe über 750 Mio. £ zum 20. März 2019 kündigen werden, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen. Die Anleihe war sieben Jahre zuvor begeben worden. Sie hat einen Kupon von 7 % und eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit. Wir machen vom erstmaligen Kündigungsrecht Gebrauch. Damit berücksichtigen wir die solide Finanzlage von RWE und die deutlich verbesserten Ertragsperspektiven durch das geplante Tauschgeschäft mit E.ON.

RWE erwirbt tschechische Netz-Beteiligung von innogy zum Weiterverkauf an E.ON. Ende Februar 2019 hat RWE die Mehrheitsbeteiligung der innogy SE am tschechischen Gasnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) erworben. Das hatten wir im Rahmen des mit E.ON vereinbarten Tausches von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen zugesagt. Ebenso hatten wir uns dazu verpflichtet, die IGH-Beteiligung an E.ON weiterzuverkaufen. Den zwischenzeitlichen Erwerb finanzieren wir mit Barmitteln und einer eigens dafür gesicherten Bankkreditlinie. innogy war mit 50,04 % an IGH beteiligt. Die übrigen Anteile werden vom australischen Finanzdienstleister und Infrastrukturinvestor Macquarie gehalten.

1.6 ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

Der mit E.ON vereinbarte Tausch von Geschäftsteilen und Beteiligungen macht schon vor seiner Umsetzung methodische Anpassungen der Finanzberichterstattung erforderlich. Nach den International Financial Reporting Standards (IFRS) müssen wir jene Aktivitäten von innogy, die im Zuge der Transaktion den RWE-Konzern verlassen werden, bei der Darstellung des Geschäftsverlaufs gesondert ausweisen. Welche Konsequenzen dies im Einzelnen hat, stellen wir im Folgenden näher dar. Außerdem gehen wir darauf ein, wie sich die neuen Rechnungslegungsstandards IFRS 9 und IFRS 15 auf unseren Konzernabschluss auswirken.

Neue Darstellung der innogy-Aktivitäten. Wie auf Seite 19 ff. dargelegt, orientiert sich unsere Finanzberichterstattung an einer Konzernstruktur mit vier Segmenten: Während die ersten drei Segmente (Braunkohle & Kernenergie, Europäische Stromerzeugung, Energiehandel) gegenüber 2017 unverändert sind, ist das vierte wegen des mit E.ON vereinbarten Tauschgeschäfts neu abgegrenzt worden. Bisher hatten wir innogy dort in Gänze erfasst. Nun berücksichtigen wir nur noch jene Teile der Gesellschaft, die langfristig im RWE-Konzern verbleiben. Der neue Segmentname lautet dementsprechend „Fortgeführte innogy-Aktivitäten“. Die übrigen Teile von innogy, die auf E.ON übergehen werden, stellen wir außerhalb des Segments als „nicht fortgeführte Aktivitäten“ dar. Dies betrifft in erster Linie die Verteilnetze und den Vertrieb.

Der Ausweis „nicht fortgeführter Aktivitäten“ hat erhebliche Auswirkungen auf die Gewinn- und Verlustrechnung, die Bilanz und die Kapitalflussrechnung:

- In der Gewinn- und Verlustrechnung zeigen wir das E.ON zuzuordnende innogy-Geschäft nur noch verdichtet im Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten. In den Konzernzahlen für Umsatz, bereinigtes EBITDA, bereinigtes EBIT, neutrales Ergebnis, Finanzergebnis und Ertragsteuern wird es nicht mehr berücksichtigt. Die Vorjahreswerte passen wir entsprechend an.
- In der Konzernbilanz werden die nicht fortgeführten Aktivitäten unter den Posten „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ und „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“ zusammengefasst. Bei den Bilanzwerten des Vorjahres halten wir gemäß IFRS an der bisherigen Darstellungsweise fest.
- In der Kapitalflussrechnung des Konzernabschlusses weisen wir die Cash Flows der nicht fortgeführten Aktivitäten für die Berichts- und die Vorjahreszeiträume in gesonderten Positionen aus. Bei der verkürzten Kapitalflussrechnung im Lagebericht gehen wir anders vor: Hier zeigen wir ausschließlich die Cash Flows fortgeführter Aktivitäten.

Durch die Umstellung der Berichtsweise sind unsere Prognosen für 2018, die wir im Geschäftsbericht 2017 auf Seite 83 ff. veröffentlicht haben, teilweise gegenstandslos geworden. Dies betrifft u. a. unsere Aussagen zum bereinigten EBITDA und zu den Investitionen. Im Bericht über das erste Halbjahr 2018 haben wir diese Prognosen auf die neue Berichtsweise umgestellt. Auch der Ausblick zum bereinigten Nettoergebnis hat sich überholt: Diese Kennzahl wird vorläufig nicht mehr ermittelt, da sie in der Übergangszeit bis zum Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON nur begrenzt aussagefähig ist.

Im Geschäftsbericht 2017 haben wir auch Prognosen zu Kennzahlen gemacht, in denen innogy als reine Finanzbeteiligung erfasst ist und nicht als vollkonsolidierte Gesellschaft. Diese Kennzahlen basieren nicht auf IFRS-Vorgaben. Wie sie berechnet werden, erläutern wir auf Seite 58. Methodische Anpassungen sind hier bis zum Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON nicht erforderlich. Daher konnten wir auch unsere Prognosen aufrechterhalten, die sich auf das bereinigte EBITDA und das – in dieser Abgrenzung weiterhin ermittelte – bereinigte Nettoergebnis bezogen.

Geänderter Umsatzausweis durch Anwendung von

IFRS 15. Im Geschäftsjahr 2018 haben wir erstmals den neuen Rechnungslegungsstandard IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ angewendet. Eine Folge davon ist, dass Veränderungen der Marktwerte von Commodity-Derivaten, die vor der Realisierung der Kontrakte eintreten, nicht mehr als Umsatz oder Materialaufwand, sondern im sonstigen betrieblichen Ergebnis berücksichtigt werden. Unsere Erlöse von 2018 sind deshalb niedriger ausgefallen, insbesondere im Gasgeschäft. Die Vorjahreszahlen haben wir nicht angepasst.

Höhere Ergebniswirksamkeit von Finanzinstrumenten wegen IFRS 9. Ebenfalls seit 2018 setzen wir den neuen Rechnungslegungsstandard IFRS 9 „Finanzinstrumente“ um. Dies führt zu Änderungen bei der Klassifizierung und Bewertung von Finanzinstrumenten sowie bei der Erfassung von Wertminderungen aufgrund erwarteter Zahlungsausfälle. Auf eine Anpassung der Vorjahreszahlen haben wir auch hier verzichtet. Veränderungen der Marktwerte bestimmter Wertpapiere, die bisher ergebnisneutral waren, sind 2018 erstmals in der Gewinn- und Verlustrechnung berücksichtigt worden. Überdies minderte die Erfassung erwarteter Kreditverluste unser Vermögen; die Nettoschulden fielen daher geringfügig höher aus.

Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Geschäftsbericht enthält Aussagen, die sich auf die künftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Dokuments zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, können die tatsächlichen von den erwarteten Entwicklungen abweichen. Für die Aussagen können wir daher keine Gewähr übernehmen.

Verweise. Inhalte von Internetseiten oder Publikationen, auf die wir im Lagebericht verweisen, sind nicht Teil des Lageberichts, sondern dienen lediglich der weiteren Information. Davon ausgenommen ist die Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB.

1.7 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Der RWE-Konzern hat sein operatives Ergebnisziel für 2018 erreicht: Das bereinigte EBITDA lag mit 1,5 Mrd. € innerhalb der prognostizierten Bandbreite. Dabei mussten wir einige unerwartete Belastungen verkraften. Beispielsweise führte die vorläufige Aussetzung des britischen Kapazitätsmarktes zum Wegfall vertraglich zugesagter Prämienzahlungen. Außerdem waren die Windparks von innogy wetterbedingt nur schwach ausgelastet. Am stärksten wirkte sich der marktbedingte Rückgang unserer Erzeugungsmargen aus, den wir in der Prognose aber bereits berücksichtigt hatten. Mit effizienzverbessernden Maßnahmen konnten wir die Ergebniseinbußen etwas abfedern. Auch der fortgesetzte Ausbau der Windkraftkapazitäten von innogy machte sich positiv bemerkbar.

Ergebnisentwicklung 2018: Was wir prognostiziert und was wir erreicht haben

Prognose-Ist-Vergleich in Mio. €	Ist 2017	Prognose für 2018 ¹	Ist 2018	Prognose eingetreten?
Bereinigtes EBITDA	2.149	1.500–1.800	1.538	ja
Braunkohle & Kernenergie	671	350–450	356	ja
Europäische Stromerzeugung	463	300–400	334	ja
Energiehandel	271	100–300	183	ja
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	785	700–800	699	Ist < Prognose

¹ Siehe Geschäftsbericht 2017, Seite 83 f., und Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2018, Seite 26

Stromerzeugung 12 % unter Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 176,0 Mrd. kWh Strom erzeugt. Davon entfielen 38 % auf den Energieträger Braunkohle, 27 % auf Gas, 16 % auf Steinkohle, 12 % auf Kernenergie und 6 % auf regenerative Quellen. Unsere Stromproduktion war um 12 % geringer als im Vorjahr. Bei allen Erzeugungstechnologien verzeichneten wir Rückgänge. Ausschlaggebend in der Kernenergie (–8,5 TWh) war, dass wir Ende 2017 den Kraftwerksblock Gundremmingen B (1.284 MW) im Rahmen des deutschen Atomausstiegs vom Netz nehmen mussten. Bei der Braunkohleverstromung (–7,0 TWh) führte der Verkauf unserer Mehrheitsbeteiligung an Mátra in Ungarn zu Mengeneinbußen. Außerdem machte sich bemerkbar, dass wir im rheinischen Braunkohlerevier vier Blöcke der 300-MW-Klasse abgeschaltet und in die gesetzliche Sicherheitsbereitschaft überführt haben, zwei am 30. September 2017 und zwei am 30. September 2018. Bei unseren Gaskraftwerken (–5,7 TWh) führten ungünstige Marktbedingungen zu niedrigeren Produktionsmengen.

Außerdem haben wir Moerdijk 1 in den Niederlanden aus wirtschaftlichen Gründen vorübergehend stillgelegt. Dass wir weniger Steinkohle verstromt haben (–1,9 TWh), liegt u. a. an der Schließung des Doppelblocks Voerde A/B (1.390 MW) zum 1. April 2017. Im Übrigen war unser britisches Steinkohlekraftwerk Aberthaw marktbedingt nur noch gelegentlich im Einsatz. Bei den erneuerbaren Energien (–0,5 TWh) führte das ungewöhnlich schwache Windaufkommen in Großbritannien und Mitteleuropa zu Mengeneinbußen. Dem standen positive Effekte aus der Inbetriebnahme neuer Windkraftanlagen gegenüber.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtsjahr beliefen sich diese Bezüge auf 49,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 36,6 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug ergeben zusammen ein Stromaufkommen von 225,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 236,8 Mrd. kWh).

Stromerzeugung	Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Sonstige		Gesamt	
in Mrd. kWh	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Braunkohle & Kernenergie	–	–	67,2	74,2	–	–	21,8	30,3	–	–	0,2	0,7	89,2	105,2
Europäische Stromerzeugung	47,2	52,9	–	–	27,4	29,3	–	–	1,1	1,1	2,3	2,4	78,0	85,7
Davon:														
Deutschland ¹	5,5	7,4	–	–	13,0	13,3	–	–	0,7	0,7	2,3	2,4	21,5	23,8
Großbritannien	33,2	32,4	–	–	0,5	2,6	–	–	0,4	0,4	–	–	34,1	35,4
Niederlande/Belgien	5,5	9,3	–	–	13,9	13,4	–	–	–	–	–	–	19,4	22,7
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	–	–	–	–	–	–	–	–	8,8	9,3	–	–	8,8	9,3
RWE-Konzern	47,2	52,9	67,2	74,2	27,4	29,3	21,8	30,3	9,9	10,4	2,5	3,1	176,0	200,2

1 Inkl. Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; 2018 waren dies 5,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 6,3 Mrd. kWh), davon 2,3 Mrd. kWh (Vorjahr: 3,5 Mrd. kWh) aus Steinkohlekraftwerken.

Mit 41,7 GW Erzeugungskapazität einer der größten Stromproduzenten Europas. Ende 2018 verfügten wir über Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 41,7 GW. Damit nehmen wir in Europa eine führende Marktposition ein. In der Kapazitätsszahl mit berücksichtigt sind Kraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen vorübergehend vom Netz genommen wurden, und unsere vier in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohleblöcke. Im Laufe des vergangenen Jahres hat sich unsere Erzeugungskapazität um 1,6 GW verringert. Hintergrund ist, dass wir unsere Mehrheitsbeteiligungen am ungarischen Braunkohleverstromer Mátra verkauft und das niederländische Gaskraftwerk Claus A stillgelegt haben (siehe Seite 37). Positiven Einfluss hatte, dass innogy im vergangenen Jahr neue Windkraftanlagen in Betrieb genommen hat, vor allem in Großbritannien.

Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist Gas unser wichtigster Energieträger. Sein Anteil belief sich Ende 2018 auf 34 %. Mit 25 % lag Braunkohle an zweiter Stelle, gefolgt von Steinkohle mit 17 %. Die erneuerbaren Energien kommen auf 10 % und die Kernenergie auf 7 %. Regionaler Schwerpunkt unseres Erzeugungsgeschäfts ist Deutschland: Hier befinden sich 61 % unserer installierten Leistung. Großbritannien und die Niederlande nehmen mit 23 % bzw. 12 % die beiden folgenden Plätze ein.

Stromerzeugungskapazität	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Pumpwasser, Sonstige	Gesamt	Gesamt
Stand: 31.12.2018, in MW								31.12.2017
Braunkohle & Kernenergie	400	10.255	–	2.770	7	27	13.459	14.297
Europäische Stromerzeugung	13.686	–	7.210	–	331	2.679	23.906	24.727
Davon:								
Deutschland ¹	3.767	–	3.675 ²	–	55	2.375	9.872	10.125
Großbritannien	6.676	–	1.560	–	55	304	8.595	8.541
Niederlande/Belgien	2.456	–	1.975	–	221	–	4.652	5.274
Türkei	787	–	–	–	–	–	787	787
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	235	–	10	–	3.955	137	4.337	4.245
RWE-Konzern	14.321	10.255	7.220	2.770	4.293	2.844³	41.703³	43.269

1 Inkl. Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können;

Ende 2018 kamen diese Anlagen zusammen auf eine Nettoleistung von 2.986 MW, darunter Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 783 MW.

2 Das Steinkohlekraftwerk Bergkamen (720 MW) ist in der Zahl noch enthalten; unseren 51 %-Anteil an der Anlage haben wir zum 1. Januar 2019 verkauft (siehe Seite 39).

3 Inkl. geringer Kapazitäten bei RWE Supply & Trading

Deutlicher Rückgang der CO₂-Emissionen. Im vergangenen Jahr emittierten unsere Kraftwerke 118,0 Mio. Tonnen Kohlendioxid. Gegenüber 2017 haben sich unsere CO₂-Emissionen um 13,8 Mio. Tonnen bzw. 10 % verringert. Das ergibt sich aus dem Rückgang unserer Stromproduktion aus Kohle und Gas. Die spezifischen Emissionen, also der CO₂-Ausstoß je erzeugter Megawattstunde Strom, ist dagegen von 0,66 auf 0,67 Tonnen gestiegen. Hauptgrund dafür war, dass wir wegen der Stilllegung von Gundremmingen B deutlich weniger CO₂-freien Strom aus Kernenergie erzeugt haben.

Die von uns benötigten Emissionsrechte kaufen wir größtenteils am Markt ein. Denn seit Beginn der dritten Emissionshandelsperiode zum 1. Januar 2013 teilen die Staaten Westeuropas den Energieversorgern nur noch in Ausnahmefällen CO₂-Zertifikate kostenfrei zu. Von unseren Emissionen in EU-Ländern (116,9 Mio. Tonnen) konnten wir im Berichtsjahr nur 1,3 Mio. Tonnen durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken.

Emissionsbilanz in Mio. Tonnen CO ₂	CO ₂ -Ausstoß		Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate		Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Braunkohle & Kernenergie	79,4	88,5	0,7	0,7	78,7	87,8
Europäische Stromerzeugung ¹	38,6	43,3	0,6	0,6	36,9	41,3
Davon:						
Deutschland ²	13,0	14,1	0,6	0,6	12,4	13,5
Großbritannien	12,4	14,0	–	–	12,4	14,0
Niederlande/Belgien	12,1	13,8	–	–	12,1	13,8
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	–	–	–	–	–	–
RWE-Konzern	118,0	131,8	1,3	1,3	115,6	129,1

1 Darin enthalten ist der CO₂-Ausstoß unseres Gaskraftwerks im türkischen Denizli, der sich 2018 auf 1,1 Mio. Tonnen belief (Vorjahr: 1,4 Mio. Tonnen). Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für diese Mengen keine Emissionsrechte.

2 Inkl. Zahlen für Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; 2018 emittierten diese Anlagen 2,0 Mio. Tonnen CO₂ (Vorjahr: 3,1 Mio. Tonnen).

86,3 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 Abbauggebiet westlich von Köln haben wir im vergangenen Jahr 86,3 Mio. Tonnen gefördert (Vorjahr: 91,3 Mio. Tonnen). Davon wurden 74,2 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt. Die übrigen Mengen haben wir zur Herstellung von Veredlungsprodukten (z. B. Braunkohlebriketts) und in geringem Umfang auch zur Erzeugung von Prozessdampf und Fernwärme verwendet.

Stromabsatz 5 % niedriger, Gasabsatz 5 % höher als 2017. Der RWE-Konzern hat mit seinen fortgeführten Aktivitäten 216,1 Mrd. kWh Strom und 67,0 Mrd. kWh Gas an externe Kunden abgesetzt. Die Mengen sind größtenteils dem Segment Energiehandel zuzuordnen. Beim Strom verzeichneten wir einen Rückgang um 5 %, der u. a. darauf beruht, dass RWE Supply & Trading weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt abgesetzt hat. Auch der Verkauf des ungarischen Braunkohleverstromers Mátra, der seine Erzeugung selbst vermarktete, führte zu Mengeneinbußen. Positiv wirkte, dass RWE Supply & Trading neue Industrie- und Geschäftskunden gewinnen konnte. Dies beeinflusste nicht nur den Strom-, sondern auch den Gasabsatz und war ausschlaggebend dafür, dass Letzterer 5 % höher war als im Vorjahr.

Außenumsatz in Mio. €	2018	2017	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	1.132	1.259	-10,1
Europäische Stromerzeugung	925	923	0,2
Energiehandel	10.190	10.517	-3,1
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	1.124	1.087	3,4
Sonstige, Konsolidierung	17	36	-52,8
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	13.388	13.822	-3,1
Erdgas-/Stromsteuer	141	131	7,6
RWE-Konzern	13.529	13.953	-3,0

Außenumsatz nach Produkten¹ in Mio. €	2018	2017	+/- in %
Stromerlöse	10.090	10.430	-3,3
Davon:			
Braunkohle & Kernenergie	303	451	-32,8
Europäische Stromerzeugung	542	594	-8,8
Energiehandel	8.447	8.628	-2,1
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	799	755	5,8
Gaserlöse	1.565	1.795	-12,8
Davon:			
Energiehandel	1.502	1.738	-13,6
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	47	48	-2,1
Sonstige Erlöse	1.733	1.597	8,5
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	13.388	13.822	-3,1

¹ Wegen Geringfügigkeit nicht gesondert ausgewiesen sind Stromerlöse unter „Sonstige, Konsolidierung“ und Gaserlöse im Segment Europäische Stromerzeugung.

Außenumsatz um 3 % unter Vorjahr. Im Berichtsjahr haben wir einen konzernexternen Umsatz (ohne Erdgas- und Stromsteuer) von 13.388 Mio. € erwirtschaftet. Gegenüber 2017 ist das ein Minus von 3 %. Unsere Stromerlöse sind um ebenfalls 3 % auf 10.090 Mio. € gesunken. Dabei kam der verringerte Absatz zum Tragen. Der Gasumsatz des Konzerns ging

um 13 % auf 1.565 Mio. € zurück. Er entwickelte sich damit gegenläufig zu den Liefermengen, was u. a. auf niedrigere Erlöse aus der Realisierung von Sicherungsgeschäften zurückzuführen ist. Außerdem hat die Erstanwendung von IFRS 15 zur Folge, dass bestimmte Sachverhalte nicht mehr im Umsatz erfasst werden (siehe Erläuterung auf Seite 40).

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	2018	2017	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	356	671	-46,9
Europäische Stromerzeugung ¹	334	463	-27,9
Energiehandel	183	271	-32,5
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	699	785	-11,0
Sonstige, Konsolidierung	-34	-41	17,1
RWE-Konzern	1.538	2.149	-28,4

1 Im Berichtsjahr entfielen auf Großbritannien 102 Mio. € (Vorjahr: 205 Mio. €).

Bereinigtes EBITDA mit 1,5 Mrd. € im Rahmen der Erwartungen.

Unser bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) belief sich auf 1.538 Mio. €. Damit bestätigte sich unser Ausblick, den wir im August 2018 gegeben haben und der eine Bandbreite von 1,5 bis 1,8 Mrd. € vorsah (siehe Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2018, Seite 26). Wie auf Seite 40 erläutert, hatten wir unsere im Geschäftsbericht 2017 veröffentlichte 2018er-Prognose unterjährig anpassen müssen, weil das mit E.ON vereinbarte Tauschgeschäft eine Umstellung der Berichtsweise erforderlich machte. Gegenüber 2017 hat sich das bereinigte EBITDA um 28 % verringert. Hauptgrund dafür waren Margen- und Mengenrückgänge in der konventionellen Stromerzeugung. Aber auch der Energiehandel und die fortgeführten innogy-Aktivitäten lieferten niedrigere Ergebnisbeiträge.

In den Segmenten zeigte sich folgende Entwicklung:

- **Braunkohle & Kernenergie:** Das bereinigte EBITDA lag hier bei 356 Mio. € und damit im prognostizierten Korridor von 350 bis 450 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahr ist es um 47 % gesunken. Eine wesentliche Rolle spielte dabei, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen niedrigeren Großhandelspreis erzielt haben als 2017. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Negativ wirkte sich auch die Tatsache aus, dass Block B des Kernkraftwerks Gundremmingen aufgrund seiner Stilllegung zum Jahresende 2017 nicht mehr zum Ergebnis beitrug. Mit Einsparungen im Rahmen unseres Effizienzsteigerungsprogramms konnten wir die genannten Belastungen etwas abfedern.
- **Europäische Stromerzeugung:** In diesem Segment erzielten wir ein bereinigtes EBITDA von 334 Mio. €. Unsere Prognose, die eine Bandbreite von 300 bis 400 Mio. € vorsah, hat sich damit bestätigt. Im Vergleich zu 2017 verzeichneten wir einen Rückgang um 28 %. Ein Grund dafür war, dass das Vorjahresergebnis Buchgewinne aus dem Verkauf ehemaliger Betriebsgrundstücke enthielt. Außerdem verringerten sich die Margen unserer Gas- und Steinkohlekraftwerke. Wegen der vorläufigen Aussetzung des britischen Kapazitätsmarktes lagen die Prämien, die wir für die Verfügbarkeit unserer Anlagen erhielten, deutlich unter Plan. Mit 47 Mio. € waren sie aber höher als im Vorjahr (16 Mio. €). Effizienzsteigernde Maßnahmen schlugen sich positiv im Ergebnis nieder.
- **Energiehandel:** Das bereinigte EBITDA lag hier bei 183 Mio. € und damit im Prognoseintervall von 100 bis 300 Mio. €. Gegenüber 2017 hat es sich um 32 % verschlechtert. Ursache dafür war eine schwächere Handelsperformance. Außerdem mussten wir eine Wertberichtigung auf eine Beteiligung vornehmen, die RWE Supply & Trading im Rahmen ihrer Principal Investments (siehe Seite 21) erworben hatte. Im Gasgeschäft konnten wir erfreulicherweise an das sehr gute Vorjahresergebnis anknüpfen.
- **Fortgeführte innogy-Aktivitäten:** Das bereinigte EBITDA des bei RWE verbleibenden innogy-Geschäfts belief sich auf 699 Mio. €. Die prognostizierte Bandbreite von 700 bis 800 Mio. € wurde somit minimal unterschritten. Eine Rolle spielte dabei die unerwartet niedrige Stromproduktion infolge der ungünstigen Windverhältnisse. Gegenüber 2017 hat sich das bereinigte EBITDA um 11 % verringert. Neben den Wetterbedingungen machte sich der Wegfall eines Ertrags aus dem Vorjahr bemerkbar, der sich durch eine Neubewertung des innogy-Anteils am Offshore-Windkraftprojekt Triton Knoll ergeben hatte. Im Berichtsjahr fielen zudem Vorlaufkosten für Projekte an, die erst später zu Erlösen führen werden. Positiven Einfluss hatte, dass innogy neue Windkraftanlagen in Betrieb genommen hat und höhere Preise für Strom und Grünstromzertifikate realisierte.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	2018	2017	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	77	399	-80,7
Europäische Stromerzeugung ¹	37	155	-76,1
Energiehandel	177	265	-33,2
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	349	398	-12,3
Sonstige, Konsolidierung	-21	-47	55,3
RWE-Konzern	619	1.170	-47,1

1 Im Berichtsjahr entfielen auf Großbritannien -48 Mio. € (Vorjahr: 40 Mio. €).

Überleitung zum Nettoergebnis durch Wegfall von Sondererträgen aus 2017 geprägt. Die Überleitung vom bereinigten EBITDA zum Nettoergebnis war 2017 noch dadurch gekennzeichnet, dass wir in Deutschland hohe Sondererträge aus der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer erzielen, während 2018 keine positiven Effekte in dieser Größenordnung eintraten. Dies führte zu einer deutlichen Verschlechterung beim neutralen Ergebnis und beim Finanzergebnis.

Das bereinigte EBIT des RWE-Konzerns hat sich erwartungsgemäß deutlich verringert, und zwar um 47 % auf 619 Mio. €. Vom bereinigten EBITDA unterscheidet es sich durch die betrieblichen Abschreibungen, die 919 Mio. € betrugen (Vorjahr: 979 Mio. €).

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2018	2017	+/- in Mio. €
Veräußerungsergebnis	-25	107	-132
Ergebniseffekte aus Derivaten	-146	-480	334
Sonstige	10	1.322	-1.312
Neutrales Ergebnis	-161	949	-1.110

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Effekte erfassen, betrug -161 Mio. € (Vorjahr: 949 Mio. €). Seine Einzelpositionen entwickelten sich wie folgt:

- Veräußerungen von Beteiligungen und Vermögenswerten führten per saldo zu einem Buchverlust von 25 Mio. €, nachdem im Vorjahr noch ein Gewinn von 107 Mio. € angefallen war. Der Verlust stand im Zusammenhang mit dem Verkauf unserer 51 %-Beteiligung am ungarischen Braunkohleversorger Mátra im März 2018. Dadurch wurden Aufwendungen ergebniswirksam, die aus der Währungsumrechnung des Mátra-Abschlusses in Euro resultierten und bis zur Transaktion im Eigenkapital erfasst waren. Buchgewinne aus Grundstücksverkäufen konnten diesen Effekt nicht ausgleichen.
- Die Ergebniseffekte aus Derivaten beliefen sich auf -146 Mio. €, gegenüber -480 Mio. € im Vorjahr. Mit den Derivaten sichern wir uns gegen Preisrisiken ab. Gemäß IFRS sind solche Finanzinstrumente mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während diejenigen

Geschäfte, die mit ihnen abgesichert werden, erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Die Folge sind temporäre Ergebniswirkungen, die sich im Laufe der Zeit aufheben.

- Das unter der Position „Sonstige“ ausgewiesene Ergebnis lag mit 10 Mio. € deutlich unter dem hohen Vorjahreswert (1.322 Mio. €), der durch die Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer geprägt war. Ein positiver Effekt im Berichtsjahr ergab sich dadurch, dass innogy eine Zuschreibung auf ihre polnischen Windparks vorgenommen hat, weil die Preise für Strom und Grünstromzertifikate gestiegen sind und sich deshalb die Ertragsperspektiven der Anlagen verbessert haben. Dem standen kleinere Belastungen gegenüber, die u. a. auf die Bildung von Rückstellungen für Altersteilzeitmaßnahmen und Kosten der Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON zurückzuführen sind. Außerdem haben wir eine Abschreibung auf das britische Gaskraftwerk Staythorpe vorgenommen, weil die erwarteten Ergebnisbeiträge der Anlage etwas nach unten korrigiert werden mussten.

Finanzergebnis in Mio. €	2018	2017	+/- in Mio. €
Zinserträge	166	197	-31
Zinsaufwendungen	-180	-298	118
Zinsergebnis	-14	-101	87
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-264	-226	-38
Übriges Finanzergebnis	-131	264	-395
Finanzergebnis	-409	-63	-346

Unser Finanzergebnis verschlechterte sich um 346 Mio. € auf -409 Mio. €. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis verbesserte sich um 87 Mio. € auf -14 Mio. €, vor allem wegen niedrigerer Zinsaufwendungen. Eine Ursache dafür war, dass wir im Vorjahr Hybridanleihen gekündigt oder zurückgekauft hatten (siehe Geschäftsbericht 2017, Seite 54).
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen belasteten das Ergebnis mit 264 Mio. € und damit stärker als 2017 (-226 Mio. €). Hier kam zum Tragen, dass sich der Diskontsatz verringert hat, den wir für die Berechnung der Kernenergie Rückstellungen verwenden. Die dadurch verursachte Anhebung der Verpflichtungs-

barwerte wurde zum Teil als Aufwand in den Zinsanteilen berücksichtigt.

- Das „Übrige Finanzergebnis“ lag mit -131 Mio. € deutlich unter dem Vorjahreswert (264 Mio. €). Dieser war außergewöhnlich hoch ausgefallen, weil er die Verzinsung enthielt, die uns für die bis 2016 geleisteten und danach rückerstatteten Kernbrennstoffsteuerzahlungen zugesprochen worden war. Im Berichtsjahr sind zudem Kursverluste bei Wertpapieren eingetreten, die wegen der auf Seite 41 erläuterten Erstanwendung von IFRS 9 ergebniswirksam abgebildet wurden; im Vorjahr waren solche Marktwertveränderungen noch erfolgsneutral erfasst worden. Entlastend wirkte, dass niedrigere Verluste aus Wertpapierverkäufen anfielen.

Überleitung zum Nettoergebnis		2018	2017	+/- in %
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.538	2.149	-28,4
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-919	-979	6,1
Bereinigtes EBIT	Mio. €	619	1.170	-47,1
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-161	949	-117,0
Finanzergebnis	Mio. €	-409	-63	-549,2
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	49	2.056	-97,6
Ertragsteuern	Mio. €	-103	-333	69,1
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	-54	1.723	-103,1
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	1.127	592	90,4
Ergebnis	Mio. €	1.073	2.315	-53,7
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	679	373	82,0
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	59	42	40,5
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	335	1.900	-82,4
Ergebnis je Aktie	€	0,54	3,09	-82,5
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-

Das Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern war mit 49 Mio. € deutlich niedriger als 2017 (2.056 Mio. €). Die Ertragsteuern beliefen sich auf 103 Mio. €. Die Steuerquote lag damit weit über dem theoretischen Normalniveau. Hintergrund ist, dass wir im Organkreis der RWE AG keine latenten Steuern aktiviert haben, soweit ihnen nicht latente Steuerverbindlichkeiten gegenüberstanden, denn wir können die latenten Steueransprüche wohl auf absehbare Zeit nicht nutzen. Dies wäre nur unter der Voraussetzung möglich, dass in kommenden Geschäftsjahren steuerliche Gewinne anfallen, mit denen die Ansprüche verrechnet werden können. Für den Organkreis der RWE AG gibt es dafür zurzeit aber keine hinreichende Sicherheit.

Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von –54 Mio. € (Vorjahr: 1.723 Mio. €). Der Ergebnisbeitrag der nicht fortgeführten Aktivitäten belief sich auf 1.127 Mio. €. Gegenüber 2017 (592 Mio. €) hat er sich deutlich erhöht. Das ergibt sich im Wesentlichen aus den IFRS-Rechnungslegungsvorschriften: Danach dürfen wir bei den nicht fortgeführten Aktivitäten seit Beginn ihres gesonderten Ausweises zum 30. Juni 2018 keine Abschreibungen mehr berücksichtigen. Das Vorjahresergebnis enthielt dagegen noch die planmäßigen Abschreibungen für volle zwölf Monate und war zudem durch eine Firmenwertabschreibung im britischen Vertriebsgeschäft belastet.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter stiegen um 306 Mio. € auf 679 Mio. €. Im Vorjahr hatten außerplanmäßige Abschreibungen beim ungarischen Stromerzeuger Mátra zu Ergebniseinbußen bei uns und den Miteigentümern geführt, die nun weggefallen sind. Außerdem weisen wir für innogy im RWE-Konzernabschluss ein deutlich höheres Ergebnis aus; dementsprechend sind auch die Ergebnisanteile gestiegen, die den mit insgesamt 23,2 % beteiligten Minderheitsaktionären unserer Tochtergesellschaft zuzurechnen sind.

Die Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber von RWE beliefen sich auf 59 Mio. € (Vorjahr: 42 Mio. €). Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten für unsere Hybridanleihe über 750 Mio. £. Diese inzwischen gekündigte Anleihe hatte keine vorab festgelegte Laufzeitbegrenzung; daher waren die Mittel, die wir durch sie vereinnahmt haben, gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizieren. Das übrige Hybridkapital von RWE wird den Schulden zugerechnet; seine Verzinsung erfassen wir im Finanzergebnis.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich ein gegenüber 2017 stark verringertes Nettoergebnis von 335 Mio. € (Vorjahr: 1.900 Mio. €). Bei 614,7 Mio. ausstehenden RWE-Aktien beträgt das Ergebnis je Aktie 0,54 € (Vorjahr: 3,09 €).

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2018	2017	+/- in Mio. €
Braunkohle & Kernenergie	230	269	-39
Europäische Stromerzeugung	245	147	98
Energiehandel	13	7	6
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	592	285	307
Sonstige, Konsolidierung	-1	-2	1
RWE-Konzern	1.079	706	373

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2018	2017	+/- in Mio. €
Braunkohle & Kernenergie	-	1	-1
Europäische Stromerzeugung	4	1	3
Energiehandel	37	30	7
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	141	153	-12
Sonstige, Konsolidierung	-1	11	-12
RWE-Konzern	181	196	-15

Deutlich höhere Investitionen in erneuerbare Energien.

Im zurückliegenden Geschäftsjahr hat RWE Investitionen in Höhe von 1.260 Mio. € getätigt. Das sind 358 Mio. € bzw. 40 % mehr als 2017. Für Sachanlagen setzten wir 1.079 Mio. € ein, was einem Plus von 53 % entspricht. Der deutliche Anstieg ist in erster Linie den fortgeführten innogy-Aktivitäten zuzuordnen und hier vor allem den Großprojekten Triton Knoll und Limondale, über die wir auf Seite 38 berichten. Im Segment Europäische Stromerzeugung führte die Umrüstung

der niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven für die Mitverbrennung von Biomasse zu erhöhten Investitionen. Außerdem fielen Mehrausgaben für Instandhaltungsmaßnahmen an. Unsere Investitionen in Finanzanlagen beliefen sich auf 181 Mio. € und waren damit um 8 % niedriger als 2017. Ein Großteil der Mittel wurde von innogy dafür verwendet, ein Portfolio von Onshore-Windkraftprojekten in den USA zu erwerben (siehe Seite 38).

Mitarbeiter ¹	31.12.2018	31.12.2017	+/- in %
Braunkohle & Kernenergie	11.292	13.132	-14,0
Europäische Stromerzeugung	2.738	2.656	3,1
Energiehandel	1.267	1.156	9,6
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	2.192	1.952	12,3
Sonstige ²	259	210	23,3
RWE-Konzern	17.748	19.106	-7,1

¹ Umgerechnet in Vollzeitstellen

² Die Position umfasst ausschließlich die Beschäftigten der Holdinggesellschaft RWE AG.

Weniger Mitarbeiter wegen Veräußerung von Mátra.

Zum 31. Dezember 2018 beschäftigte der RWE-Konzern mit seinen fortgeführten Aktivitäten 17.748 Mitarbeiter, davon 15.101 an deutschen und 2.647 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber Ende 2017 hat sich der Personalbestand in Deutschland um 582 Mitarbeiter erhöht. Im Ausland sind dagegen 1.940 Stellen weggefallen, vor allem wegen des Verkaufs unserer Mehrheitsbeteiligung am

ungarischen Stromerzeuger Mátra (siehe Seite 37). Rein operativ, also ohne solche Konsolidierungseffekte, ist die Zahl unserer Mitarbeiter um 702 gestiegen. Im Personalbestand nicht erfasst sind unsere Auszubildenden. Ende 2018 erlernten bei uns 666 junge Menschen einen Beruf; ein Jahr zuvor waren es 615 gewesen. Auch diese Angaben beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten des RWE-Konzerns.

1.8 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Trotz der schwierigen Rahmenbedingungen in unserem Geschäft ist die Finanz- und Vermögenslage von RWE grundsolide. Ein Beleg dafür sind die Bonitätseinstufungen durch Moody's und Fitch: Beide Agenturen haben ihr Investment-Grade-Rating für RWE im vergangenen Jahr bekräftigt. Eine Rolle spielten dabei die guten operativen und finanziellen Perspektiven, die sich uns durch die geplante Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON und innogy eröffnen. Im Geschäftsjahr 2018 haben wir einen sehr hohen operativen Cash Flow von 4,6 Mrd. € erwirtschaftet, was aber größtenteils auf temporäre Effekte zurückzuführen ist. Die Nettoschulden des Konzerns sind auf 19,3 Mrd. € zurückgegangen. Ohne die zur Veräußerung stehenden innogy-Aktivitäten lagen sie bei nur 4,4 Mrd. €.

Verantwortlichkeit für die Mittelbeschaffung. Die Zuständigkeit für die Finanzierung im RWE-Konzern liegt bei der Muttergesellschaft RWE AG und ihrer operativ eigenständigen Tochter innogy. Die beiden Unternehmen beschaffen die Mittel für das jeweils von ihnen kontrollierte Geschäft. Sie agieren dabei unabhängig voneinander. Gesellschaften, die von der RWE AG oder der innogy SE gesteuert werden, nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf, etwa dann, wenn die Nutzung lokaler Kreditmärkte 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.

Instrumente für die Aufnahme von Fremdkapital. Die RWE AG und die innogy SE verfügen über eine breite Palette von Instrumenten, die sie – zusätzlich zu ihren Mittelzuflüssen aus dem operativen Geschäft – zur Deckung des Finanzbedarfs einsetzen können:

- Mit ihren Debt-Issuance-Programmen (DIP) haben sie sich Spielraum für die langfristige Fremdfinanzierung am Kapitalmarkt geschaffen. Ein DIP ist ein Rahmenprospekt für die flexible Begebung von Anleihen. Das aktuelle Programm der RWE AG erlaubt uns Emissionen mit einem nominalen Gesamtwert von 10 Mrd. €. Das DIP von innogy deckt ein Finanzierungsvolumen von bis zu 20 Mrd. € ab.
- Für die kurzfristige Refinanzierung verfügt die RWE AG über ein Commercial-Paper-Programm, das es ihr erlaubt, Mittel im Gegenwert von bis zu 5 Mrd. US\$ am Geldmarkt zu beschaffen. Im Berichtsjahr haben wir diesen Spielraum zeitweise bis zu einer Höhe von 0,8 Mrd. € ausgeschöpft. Auch innogy hat ein Commercial-Paper-Programm aufgelegt. Der Finanzierungsrahmen liegt hier bei 3 Mrd. €; davon wurden im abgelaufenen Geschäftsjahr bis zu 1,1 Mrd. € in Anspruch genommen.

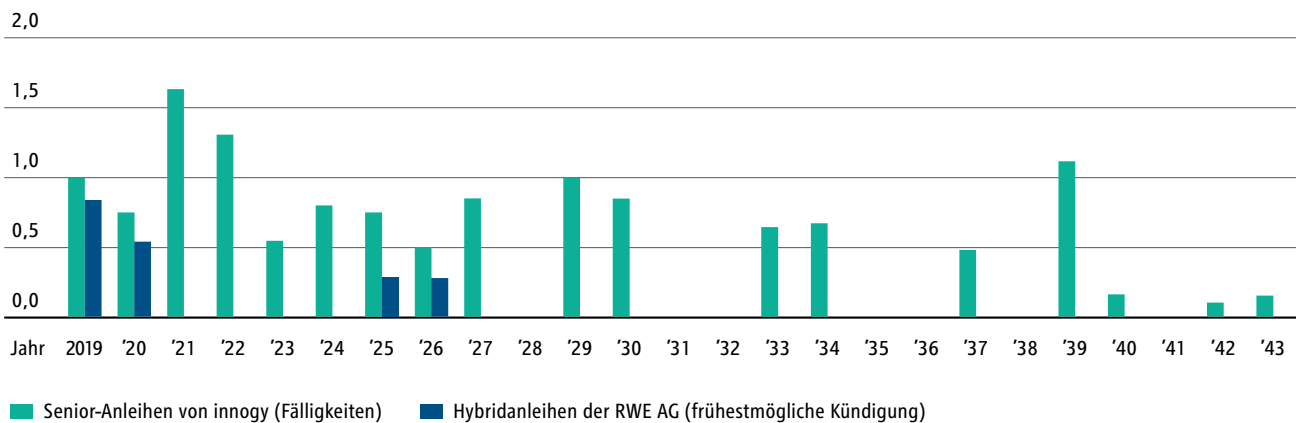
- Zur Absicherung der Liquidität können die RWE AG und die innogy SE auf syndizierte Kreditlinien zurückgreifen, die ihnen internationale Bankenkonzerne eingeräumt haben. Der RWE AG steht eine solche Kreditlinie über 3 Mrd. € zur Verfügung, die bis März 2021 läuft. Sie ist bislang nicht in Anspruch genommen worden. Gleiches gilt für die Kreditlinie von innogy, mit der unsere Tochter einen Finanzbedarf von bis zu 2 Mrd. € decken kann. Die Ursprungslaufzeit reicht hier bis Oktober 2022 und kann mit Zustimmung der Banken zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Eine erste Verlängerung bis Oktober 2023 ist innogy bereits von nahezu dem gesamten Bankenkonzerne bewilligt worden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, den Kreditrahmen um 1 Mrd. € aufzustocken. Auch in diesem Fall bedarf es der Zustimmung durch die Konsortialbanken.

Anleihevolumen auf 15,2 Mrd. € gestiegen. Ende 2018 standen auf Konzernebene (inkl. innogy) Anleihen mit einem nominalen Gesamtvolumen von umgerechnet 15,2 Mrd. € aus – gegenüber 14,0 Mrd. € im Jahr zuvor. Die insgesamt 26 Titel lauten auf Euro, Pfund Sterling, US-Dollar und Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, war der RWE-Konzern am Bilanzstichtag zu 66 % in Euro und zu 34 % in Pfund Sterling verschuldet. Die ausstehenden Senior-Anleihen hatten Ende 2018 eine durchschnittliche Restlaufzeit von 8,5 Jahren.

Das Volumen der Anleihen, die wirtschaftlich und rechtlich der RWE AG zuzuordnen sind, belief sich zum 31. Dezember 2018 auf 1,9 Mrd. €. Gegenüber dem Vorjahr blieb es nahezu unverändert. Die langfristige Fremdfinanzierung der RWE AG basiert im Wesentlichen auf vier Hybridanleihen mit ausstehenden Volumina von 750 Mio. £ (Kupon: 7 %; frühestmögliche Tilgung: März 2019), 539 Mio. € (2,75 %; Oktober 2020), 282 Mio. € (3,5 %; April 2025) und 317 Mio. US\$ (6,625 %; März 2026). Die erstgenannte Anleihe über 750 Mio. £ werden wir am 20. März 2019 ablösen, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen (siehe Seite 39). Die Begebung von Senior-Anleihen ist vorerst nicht geplant.

**Anleihen des RWE-Konzerns: Fälligkeiten/frühestmögliche Kündigung
(Stand: 31.12.2018)**

in Mrd. €



Die ausstehenden Anleihen von innogy hatten Ende 2018 ein Gesamtvolumen von 13,3 Mrd. €. Das sind 1,2 Mrd. € mehr als ein Jahr zuvor. Bei den Papieren handelt es sich um insgesamt 21 Senior-Anleihen in den Währungen Euro (13), Pfund Sterling (6), US-Dollar (1) und Yen (1). innogy hat im abgelaufenen Geschäftsjahr drei Neuemissionen getätigt. Zunächst begab das Unternehmen im Januar eine Anleihe über 1 Mrd. € mit einer Laufzeit von 11,5 Jahren und einem Kupon von 1,5 %. Im Mai folgten zwei weitere Emissionen: eine über 500 Mio. € mit achtjähriger Laufzeit und einem Kupon von 1,625 % und eine über ebenfalls 500 Mio. € mit 4,5-jähriger Laufzeit und einem Kupon von 0,75 %. Die letztgenannte Anleihe ist kurze Zeit später auf 750 Mio. € aufgestockt worden. Den Emissionen stand im Juli 2018 die Tilgung einer 15-jährigen Anleihe mit einem Nominalvolumen von 980 Mio. € und einem Kupon von 5,125 % gegenüber.

Kurz nach Ablauf des Berichtsjahres hat innogy das günstige Zinsumfeld genutzt, um eine weitere Anleihe zu begeben. Ende Januar 2019 platzierte die Gesellschaft Papiere mit einem nominalen Volumen von 750 Mio. €, einer Laufzeit von 4,5 Jahren und einem Kupon von 0,75 %. Die Emission dient u. a. der Refinanzierung fälliger Verbindlichkeiten.

Fremdkapitalkosten der RWE AG spiegeln Rückgang der Refinanzierung mit Commercial Paper wider. Der Kostensatz für die Fremdfinanzierung der RWE AG lag bei 3,4 %, gegenüber 2,5 % im Vorjahr. Die Werte beziehen sich auf den jeweiligen Jahresendbestand aller der Konzernholding zuzurechnenden Verbindlichkeiten aus Anleihen, Commercial Paper und Bankkrediten. Von den Hybridanleihen wurden nur jene berücksichtigt, die gemäß International Financial Reporting Standards als Schulden einzustufen sind. Der Anstieg des Kostensatzes beruht hauptsächlich darauf, dass wir die kurzfristige Refinanzierung über niedrig verzinsliche Commercial Paper wegen hoher operativer Cash Flows bis Ende 2018 auf null zurückfahren konnten. Bei innogy hat sich der Kostensatz für das Fremdkapital von 4,1 % auf 3,6 % verringert. Eine Rolle spielte dabei, dass die im Berichtsjahr neu begebenen Anleihen wegen der Marktzinsentwicklung vergleichsweise niedrige Kupons aufweisen, während die getilgte Anleihe noch wesentlich höher verzinst wurde.

Kreditrating der RWE AG (Stand: 31.12.2018)

	Moody's	Fitch
Langfristige Finanzschulden		
Senior-Anleihen	Baa3	BBB
Nachrangige Anleihen (Hybridanleihen)	Ba2	BB+
Kurzfristige Finanzschulden	P-3	F2
Ausblick	stabil	stabil

Ratingagenturen bestätigen Investment Grade Rating von RWE. Wie hoch unsere Fremdfinanzierungskosten sind, hängt u. a. davon ab, wie unabhängige Ratingagenturen unsere Kreditwürdigkeit beurteilen. Bei RWE nehmen zurzeit Moody's und Fitch solche Bonitätseinstufungen vor. Eine weitere führende Agentur, Standard & Poor's, hatte ihr RWE-Rating im Februar 2018 auf unseren Wunsch zurückgezogen. Hintergrund ist, dass nach dem Schuldentransfer zu innogy so gut wie keine Senior-Anleihen von RWE mehr ausstehen und wir deshalb die Ratings von Moody's und Fitch für ausreichend halten. Vor Beendigung des Ratings hatte Standard & Poor's uns für die langfristige Refinanzierung die Bonitätsnote BBB- gegeben – eine Einstufung, die im Bereich Investment Grade liegt. In dieser Kategorie bewegen sich auch die Beurteilungen durch unsere aktuellen Ratinganbieter: Moody's benotet uns mit Baa3 und Fitch mit BBB. Nach Bekanntwerden unseres geplanten Tausch-

geschäfts mit E.ON haben die beiden Agenturen 2018 eine Überprüfung unserer Bonität vorgenommen und ihre Einschätzungen bekräftigt, jeweils mit stabilem Ausblick. Für unsere kurzfristigen Finanzschulden hat Fitch das Rating sogar um eine Stufe auf F2 angehoben.

Für innogy werden dagegen weiterhin von allen drei genannten Agenturen Ratings vergeben. Diese liegen jeweils eine Stufe über denen von RWE, bei stabilem Ausblick: Standard & Poor's bewertet die langfristige Kreditwürdigkeit unserer Tochter mit BBB, Moody's mit Baa2 und Fitch mit BBB+ (bei Senior-Anleihen sogar A-). Die gute Benotung erklärt sich u. a. dadurch, dass innogy wegen des hohen Anteils regulierten Geschäfts ein vergleichsweise stabiles Ertragsprofil aufweist. Detaillierte Informationen zu ihrem Kreditrating gibt die Gesellschaft in ihrem Geschäftsbericht 2018.

Kapitalflussrechnung ¹ in Mio. €	2018	2017	+/- in Mio. €
Funds from Operations	138	-3.971	4.109
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	4.473	200	4.273
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.611	-3.771	8.382
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-2.999	3.750	-6.749
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.559	-997	-562
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	13	-19	32
Veränderung der flüssigen Mittel	66	-1.037	1.103
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.611	-3.771	8.382
Abzüglich Investitionen ²	-1.246	-902	-344
Zuzüglich Desinvestitionen/Anlagenabgänge ²	74	234	-160
Free Cash Flow	3.439	-4.439	7.878

1 Sämtliche Positionen beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten.

2 Erfasst sind nur zahlungswirksame Vorgänge.

Außergewöhnlich hoher operativer Cash Flow wegen erhaltener Sicherheitsleistungen. Im Berichtsjahr haben wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit von 4.611 Mio. € erzielt. Damit lagen wir deutlich über dem negativen Vorjahreswert (-3.771 Mio. €), der eine hohe Einmalbelastung aus der Dotierung des deutschen Kernenergiefonds enthielt. Aber auch ohne diesen Effekt hat sich unser operativer Cash Flow verbessert. Eine wesentliche Rolle spielt dabei, dass wir 2018

hohe Variation Margins erhalten haben, die Termingeschäfte mit Strom, Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten betrafen. Bei Variation Margins handelt es sich um Zahlungen, mit denen Transaktionspartner untereinander Gewinn- oder Verlustpositionen ausgleichen, die durch die tägliche Neubewertung laufender Kontrakte aufgedeckt werden. Ihr Einfluss auf den Cash Flow ist aber nur vorübergehender Natur und kehrt sich mit der Realisierung der Transaktionen um.

Durch die Investitionstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten sind 2.999 Mio. € abgeflossen. Neben den auf Seite 50 erläuterten Investitionen haben Wertpapierkäufe dazu beigetragen, während Einnahmen aus der Veräußerung von Sach- und Finanzanlagen gegenläufig wirkten. Im Vorjahr hatte es noch einen hohen Mittelzufluss gegeben (3.750 Mio. €), der großenteils aus dem Verkauf von Wertpapieren stammte; mit den Einnahmen haben wir den Kernenergiefonds dotiert.

Aus der Finanzierungstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten ergab sich in Summe ein Mittelabfluss von 1.559 Mio. € (Vorjahr: 997 Mio. €). Davon entfielen 1,0 Mrd. € auf Ausschüttungen, die wir an RWE-Aktionäre, Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften und Hybridkapitalgeber

geleistet haben. Im Berichtszeitraum haben wir Finanzschulden in Höhe von 2,8 Mrd. € getilgt und in Höhe von 1,6 Mrd. € neu aufgenommen. Hinzu kamen Einnahmen aus dem Verkauf von Minderheitsanteilen am Offshore-Windkraftprojekt Triton Knoll (siehe Seite 37 f.).

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit haben sich unsere liquiden Mittel per saldo um 66 Mio. € erhöht.

Die erwähnten hohen Variation Margins schlugen sich auch im Free Cash Flow nieder, der bei 3.439 Mio. € lag. Der Vorjahreswert (-4.439 Mio. €) war dagegen noch von der Dotierung des Kernenergiefonds geprägt.

Nettoschulden¹ in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017	+/- in Mio. €
Flüssige Mittel	3.523	3.933	-410
Wertpapiere	3.863	5.131	-1.268
Sonstiges Finanzvermögen	2.809	1.863	946
Finanzvermögen	10.195	10.927	-732
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	1.657	15.099	-13.442
Währungskurssicherung von Anleihen	12	27	-15
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.107	2.102	-995
Finanzverbindlichkeiten	2.776	17.228	-14.452
Nettofinanzvermögen	7.419	-6.301	13.720
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.287	5.420	-2.133
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	-213	-103	-110
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	5.944	6.005	-61
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.516	2.322	194
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	362	359	3
Korrektur Hybridkapital	-88	-77	-11
Zuzüglich 50 % des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	470	470	-
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-558	-547	-11
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	4.389	-	-
Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten	14.950	-	-
Nettoschulden	19.339	20.227	-888

¹ Zum Bilanzstichtag sind die nicht fortgeführten Aktivitäten im Sammelposten „Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten“ erfasst, während sie Ende 2017 noch in den Einzelposten der Tabelle enthalten waren.

Nettoschulden etwas niedriger als 2017. Unsere Nettoschulden lagen zum 31. Dezember 2018 bei 19,3 Mrd. €. Davon entfielen 4,4 Mrd. € auf die fortgeführten und der Rest auf die nicht fortgeführten Aktivitäten. Für das Vorjahr werden nur Zahlen für den Konzern insgesamt ausgewiesen. Gegenüber 2017 haben sich die Nettoschulden um 0,9 Mrd. € verringert. Unsere Prognose von März 2018, die einen moderaten Anstieg vorsah, hat sich damit nicht bestätigt. Ausschlaggebend dafür sind die unerwartet hohen Zuflüsse aus Variation Margins. Während die operativen Cash Flows der

fortgeführten Aktivitäten (4,6 Mrd. €) und der nicht fortgeführten Aktivitäten (2,0 Mrd. €) die Nettoschulden minderten, gingen von den Investitionen (1,2 bzw. 1,7 Mrd. €) und den Ausschüttungen (1,0 bzw. 0,5 Mrd. €) gegenläufige Wirkungen aus. Darüber hinaus erhöhten sich die Pensionsrückstellungen um 0,8 bzw. 0,7 Mrd. €. Ein Grund dafür ist, dass sich das Planvermögen, mit dem der Großteil der Pensionsverpflichtungen abgedeckt wird, aufgrund negativer Marktentwicklungen verringert hat.

Leicht erhöhte außerbilanzielle Verpflichtungen aus dem Einkauf von Strom und Brennstoffen. 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 Bezugskontrakten

betragen zum Bilanzstichtag 27,9 Mrd. € bei Brennstoffen (Vorjahr: 25,8 Mrd. €) und 7,8 Mrd. € bei Strom (Vorjahr: 6,8 Mrd. €). Den Werten liegen Annahmen über die voraussichtliche Entwicklung der Commodity-Preise zugrunde. Weitere Informationen über unsere außerbilanziellen Verpflichtungen finden Sie auf Seite 151 im Anhang.

Konzernbilanzstruktur	31.12.2018		31.12.2017	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	18.595	23,2	45.694	66,2
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	2.193	2,7	12.383	17,9
Sachanlagen	12.409	15,5	24.947 ¹	36,1
Kurzfristiges Vermögen	61.513	76,8	23.365	33,8
Davon:				
Forderungen und sonstige Vermögenswerte ²	12.254	15,3	12.487	18,1
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	40.496	50,6	128	0,2
Gesamt	80.108	100,0	69.059	100,0
Passiva				
Eigenkapital	14.257	17,8	11.991	17,4
Langfristige Schulden	20.007	25,0	36.774	53,3
Davon:				
Rückstellungen	15.863	19,8	19.249	27,9
Finanzverbindlichkeiten	1.998	2,5	14.414	20,9
Kurzfristige Schulden	45.844	57,2	20.294	29,3
Davon:				
Rückstellungen	2.615	3,3	5.137	7,4
Finanzverbindlichkeiten	766	1,0	2.787	4,0
Sonstige Verbindlichkeiten ³	9.667	12,1	12.259	17,8
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	32.796	40,9	111	0,2
Gesamt	80.108	100,0	69.059	100,0

1 Angepasster Wert aufgrund der Zurechnung von Investment Property zu den Sachanlagen

2 Inkl. Finanzforderungen, Forderungen aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuererstattungsansprüche

3 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

Eigenkapitalquote: Leichter Anstieg auf 17,8 %. Zum Abschlussstichtag weisen wir eine Bilanzsumme von 80,1 Mrd. € aus, gegenüber 69,1 Mrd. € zum 31. Dezember 2017. Für das laufende Jahr erfassen wir die langfristig auf E.ON zu übertragenden Teile von innogy gesondert in den Positionen „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ (40,5 Mrd. €) und „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“ (32,8 Mrd. €). Eine entsprechende Anpassung der Vorjahreswerte haben wir gemäß IFRS nicht vorgenommen. Dies hat maßgeblich dazu beigetragen, dass sich einzelne Bilanzposten stark verringert haben: Auf der Aktivseite liegen die immateriellen

Vermögenswerte nun um 10,2 Mrd. € und die Sachanlagen um 12,5 Mrd. € unter den Werten des Vorjahres; auf der Passivseite sind die Finanzverbindlichkeiten um 14,4 Mrd. € und die Rückstellungen um 5,9 Mrd. € gesunken. Keinen Einfluss hatte die Ausweisänderung auf die Entwicklung der Bilanzsumme. Dass diese um 11,0 Mrd. € höher war als 2017, beruht in erster Linie auf Wertzuwächsen bei Commodity-Derivaten. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns ist um 2,3 Mrd. € auf 14,3 Mrd. € gestiegen. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) hat sich ebenfalls erhöht, und zwar um 0,4 Prozentpunkte auf 17,8 %.

1.9 ERLÄUTERUNGEN ZUM JAHRESABSCHLUSS DER RWE AG (HOLDING)

Der Einzelabschluss der RWE AG wird maßgeblich vom Geschäftsverlauf bei den Tochterunternehmen beeinflusst. Im vergangenen Jahr haben sich die realisierten Strommargen unserer Erzeugungsgesellschaften RWE Power und RWE Generation insgesamt verringert. Außerdem ist ein positiver Einmaleffekt weggefallen, der sich 2017 aus der Rückzahlung der Kernbrennstoffsteuer ergeben hatte. Der Jahresüberschuss der RWE AG war daher stark rückläufig. Mit 0,5 Mrd. € bietet er uns aber ausreichend Spielraum für eine attraktive Dividende. Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG werden der Hauptversammlung im Mai eine Ausschüttung für das Geschäftsjahr 2018 von 0,70 € je Aktie vorschlagen.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuchs (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/berichte zur Verfügung.

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Aktiva		
Finanzanlagen	25.166	24.901
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	3.669	4.811
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	479	505
Wertpapiere und flüssige Mittel	4.864	3.951
Gesamt	34.178	34.168
Passiva		
Eigenkapital	5.654	6.104
Rückstellungen	2.700	2.368
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	23.169	22.623
Übrige Verbindlichkeiten	2.655	3.073
Gesamt	34.178	34.168

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2018	2017
Ergebnis aus Finanzanlagen	1.091	2.268
Zinsergebnis	– 391	– 339
Sonstige Erträge und Aufwendungen	– 227	– 345
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	– 1	– 172
Jahresüberschuss	472	1.412
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	– 42	– 490
Bilanzgewinn	430	922

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2018 eine Bilanzsumme von 34,2 Mrd. € aus. Das ist genauso viel wie im Vorjahr. Wesentliche Veränderungen auf der Aktivseite der Bilanz ergaben sich u. a. bei den Forderungen gegen verbundene Unternehmen, die sich verringert haben. Eine Rolle spielte dabei, dass RWE Power ihr Ergebnis von 2017 an uns abgeführt hat und dieses Ergebnis wegen der Rückzahlung der Kernbrennstoffsteuer durch den Bund außergewöhnlich hoch war. Gestiegen sind die Bestände an Wertpapieren und flüssigen Mitteln. Eine Rolle spielte dabei, dass unsere Tochtergesellschaft RWE Supply & Trading hohe Sicherheitsleistungen erhalten hat, die Termingeschäfte mit Strom, Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten betrafen (siehe Seite 53). Auf der Passivseite der Bilanz erhöhten sich die Pensionsrückstellungen. Hier kam zum Tragen, dass die zur Ermittlung der Verbindlichkeitsbarwerte verwendeten Diskontierungssätze nach unten angepasst werden mussten und dass wir Wertberichtigungen auf das Deckungsvermögen für die Pensionsverpflichtungen vorgenommen haben. Gestiegen sind auch die Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen, die sich aus unserer Verpflichtung ergeben, die Verluste dieser Gesellschaften zu übernehmen. Die sonstigen Verbindlichkeiten waren dagegen rückläufig, u. a. weil wir die kurzfristige Refinanzierung über Commercial Paper zum Bilanzstichtag auf null zurückgefahren haben. Das Eigenkapital verringerte sich ebenfalls – und bei konstanter Bilanzsumme dementsprechend auch die Eigenkapitalquote: Diese lag zum 31. Dezember 2018 bei 16,5 %, gegenüber 17,9 % im Vorjahr. Zum Rückgang trug bei, dass die RWE AG für das Geschäftsjahr 2017 eine Sonderdividende von 1 € je Aktie gezahlt hat.

Finanzlage. Die RWE AG ist finanziell solide aufgestellt und verfügt über eine Reihe flexibler Finanzierungsinstrumente. Das spiegelt sich in unseren langfristigen Kreditratings wider, die im Bereich Investment Grade liegen. Ausführliche Informationen über die Finanzlage von RWE und über unsere Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr finden Sie auf Seite 51 ff.

Ertragslage. Verglichen mit 2017 hat sich die Ertragslage der RWE AG verschlechtert. Maßgeblich dafür waren Faktoren, die sich im Ergebnis aus Finanzanlagen niederschlugen. Dieses ist um 1.177 Mio. € auf 1.091 Mio. € gesunken. Wie bereits dargelegt, hatte RWE Power im Geschäftsjahr 2017 von der Rückerstattung der Kernbrennstoffsteuer profitiert. Dieser Einmaleffekt ist nun weggefallen. Außerdem haben sich die Margen in der konventionellen Stromerzeugung und im Energiehandel verringert.

Das Zinsergebnis verschlechterte sich um 52 Mio. € auf –391 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren die erwähnten Wertberichtigungen auf das Deckungsvermögen für die Pensionsverpflichtungen.

Der Saldo aus sonstigen Erträgen und Aufwendungen hat sich um 118 Mio. € auf –227 Mio. € verbessert, weil Aufwendungen aus der Auflösung von Abgrenzungsposten aus dem Vorjahr weggefallen sind. Belastungen im Berichtsjahr ergaben sich u. a. aus Projektkosten im Zusammenhang mit dem anstehenden Tauschgeschäft mit E.ON, über das wir auf Seite 35 f. informieren.

Bei einem Steueraufwand von 1 Mio. € (Vorjahr: 172 Mio. €) kommt die RWE AG für 2018 auf einen Jahresüberschuss von 472 Mio. € (Vorjahr: 1.412 Mio. €).

Der Bilanzgewinn in Höhe von 430 Mio. € entspricht der geplanten Ausschüttung an unsere Aktionäre. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 3. Mai 2019 eine Dividende für das Geschäftsjahr 2018 in Höhe von 0,70 € je Aktie vorschlagen.

Ausblick 2019. Die Ertragsperspektiven der RWE AG hängen maßgeblich vom Geschäftsverlauf ihrer Tochtergesellschaften ab. Unsere aktuellen Einschätzungen dazu stimmen uns zuversichtlich, 2019 einen Jahresüberschuss erzielen zu können, der etwas über dem von 2018 liegt.

Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB. Der Vorstand der RWE AG hat am 15. Februar 2019 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB abgegeben. Sie ist veröffentlicht unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung.

1.10 DARSTELLUNG DES RWE-KONZERNS MIT INNOGY ALS REINER FINANZBETEILIGUNG

Seit ihrem Börsengang im Oktober 2016 kann unsere Tochter innogy ihre Geschäftstätigkeit eigenständig ausüben. Für uns hat sie daher den Status einer reinen Finanzbeteiligung. Bei der Unternehmensplanung orientieren wir uns daher auch an Konzernzahlen, die diesen Status besser widerspiegeln, als es die IFRS-Konsolidierungsgrundsätze erlauben. Wir ermitteln diese Zahlen, indem wir innogy in der Bilanz unter den Finanzanlagen und in der Gewinn- und Verlustrechnung mit der an uns gezahlten Dividende berücksichtigen. Für 2018 ergibt sich so ein bereinigtes EBITDA von 1,5 Mrd. €. Der Wert liegt im Rahmen unserer Erwartungen. Die Nettoschulden belaufen sich auf 2,3 Mrd. € und sind damit niedriger, als wir zunächst angenommen hatten.

Vollkonsolidierung gibt Status der RWE-Beteiligung an innogy nur eingeschränkt wieder. Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) müssen wir Gesellschaften, die von der RWE AG mittel- oder unmittelbar beherrscht werden, im Konzernabschluss vollkonsolidieren. Das heißt, die betroffenen Aktivitäten gehen mit ihren Erlösen, Aufwendungen, Cash Flows, Vermögenswerten, Schulden etc. in die Konzernzahlen ein. Anzuwenden ist diese Vorgehensweise auch im Fall unserer 76,8 %-Beteiligung an innogy, wobei wir jene Geschäftsteile der Gesellschaft, die durch das Tauschgeschäft mit E.ON den Konzern verlassen werden, seit 2018 als „nicht fortgeführte Aktivitäten“ gesondert erfassen. Diese Darstellungsform korrespondiert aber nur eingeschränkt mit der Art und Weise, wie wir innogy steuern. Die Gesellschaft hat für uns den Status einer reinen Finanzbeteiligung. Dokumentiert wird dies durch eine Grundlagenvereinbarung, nach der innogy unternehmerisch eigenständig agieren kann und die RWE AG ihren Einfluss ausschließlich über die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und Hauptversammlung ausübt.

Angepasstes Zahlenwerk. Für Planungszwecke nutzen wir daher eine von den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen abweichende Darstellungsweise, die dem tatsächlichen Verhältnis der RWE AG zu innogy besser entspricht. Dabei gehen wir

so vor, dass wir die innogy-Beteiligung in der Bilanz den „übrigen Finanzanlagen“ zuordnen. Der dabei verwendete Wertansatz ergibt sich aus der Anzahl unserer innogy-Aktien, multipliziert mit einem Stückpreis von 38,40 €, der sich aus den Konditionen des bevorstehenden Verkaufs an E.ON ergibt. In den Ergebniszahlen des Konzerns ist innogy ausschließlich mit der Dividende für RWE berücksichtigt, die sich 2018 auf 683 Mio. € belief. Daneben wirkt sich die geänderte Bilanzierung auch indirekt auf unser Zahlenwerk aus, weil Geschäfte des Restkonzerns mit innogy fiktiv wie Geschäfte mit Dritten behandelt werden.

Bereinigtes EBITDA im Rahmen der Erwartungen. Die folgende Übersicht stellt einige wesentliche Finanzkennzahlen dar, die sich nach der oben beschriebenen Methodik ergeben. Das bereinigte EBITDA betrug 1.521 Mio. € (Vorjahr: 2.066 Mio. €) und das bereinigte Nettoergebnis 591 Mio. € (Vorjahr: 973 Mio. €). Die Ist-Zahlen lagen damit in den jeweiligen Prognosebandbreiten von 1,4 bis 1,7 Mrd. € bzw. 0,5 bis 0,8 Mrd. € (siehe Geschäftsbericht 2017, Seite 85). Die Nettoschulden in Höhe von 2.280 Mio. € (Vorjahr: 4.510 Mio. €) waren dagegen niedriger als geplant. Für sie hatten wir zu Jahresbeginn einen leichten Anstieg vorausgesagt. Der deutliche Rückgang ist auf unerwartet hohe Mittelzuflüsse aus Sicherheitsleistungen zurückzuführen (siehe Seite 53).

Kennzahlen für den RWE-Konzern unter Einbeziehung von innogy als nicht vollkonsolidierte Finanzbeteiligung ¹ in Mio. €	2018	2017	+/- in %
Bereinigtes EBITDA	1.521	2.066	-26,4
Bereinigtes EBIT	953	1.474	-35,3
Ergebnis vor Steuern	305	2.320	-86,9
Nettoergebnis	265	2.160	-87,7
Bereinigtes Nettoergebnis	591	973	-39,3
Nettofinanzvermögen	9.266	6.070	52,7
Nettoschulden	2.280	4.510	-49,4

¹ Die Zahlen sind abweichend von IFRS-Vorgaben ermittelt worden. Neben der Erfassung von innogy als Finanzbeteiligung betrifft dies u. a. die folgenden Punkte: Liefer- und Leistungsverträge des Restkonzerns mit innogy sind durchweg als schwebende Geschäfte bilanziert worden, auch wenn sie gegebenenfalls mit dem beizulegenden Zeitwert zu bewerten gewesen wären. Rückstellungen für eventuell drohende Verluste aus diesen Geschäften haben wir nicht gebildet. Für Liefer- und Leistungsbeziehungen mit externen Dritten und damit verbundenen Rückstellungen ist die Bilanzierung aus dem IFRS-Konzernabschluss übernommen worden. Gleiches gilt für die bilanziellen Effekte von Sicherungsbeziehungen und für latente Steuern.

1.11 ÜBERNAHMERECHTLICHE ANGABEN

Gegenstand dieses Kapitels sind die Angaben nach §§ 315a Abs. 1 und 289a Abs. 1 des Handelsgesetzbuchs sowie nach § 176 Abs. 1 Satz 1 Aktiengesetz. Dargestellt werden gesellschaftsspezifische Regelungen, die u. a. die Anpassung der Kapitalstruktur durch den Vorstand oder den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle betreffen. Bei RWE entsprechen all diese Bestimmungen 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 2018 gab es keine Beteiligung an der RWE AG, die bei über 10 % der Stimmrechte lag.

Beschränkungen bei der Übertragung von Aktien. Im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms der RWE AG sind im abgelaufenen Geschäftsjahr 196.560 RWE-Stammaktien an Mitarbeiter ausgegeben worden. Diese Titel unterliegen bis zum 31. Dezember 2019 einer Verfügungsbeschränkung.

Im vergangenen Jahr sind erstmals auch in Großbritannien Belegschaftsaktienprogramme aufgelegt worden. Teilnahmeberechtigt waren Mitarbeiter von RWE Generation UK plc, RWE Technology UK Limited und RWE Supply & Trading GmbH UK Branch. Im Rahmen der Programme wurden insgesamt 29.452 RWE-Stammaktien erworben. Diese Titel unterliegen einer Verfügungsbeschränkung von fünf Jahren ab dem Tag der Zuteilung.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/ Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands ist durch §§ 84 f. Aktiengesetz (AktG) in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz geregelt. Satzungsänderungen richten sich nach §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG. Der genannte Satzungsparagraph sieht vor, dass Beschlüsse der Hauptversammlung mit einfacher Mehrheit der abgegebenen Stimmen und, soweit außerdem eine Kapitalmehrheit erforderlich ist, mit einfacher Mehrheit des bei der Beschlussfassung vertretenen Grundkapitals gefasst werden, falls nicht das Gesetz oder die Satzung etwas anderes vorschreibt. 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.

Befugnis der RWE AG zum Erwerb eigener Aktien. Mit Beschluss der Hauptversammlung vom 26. April 2018 wurde die RWE AG ermächtigt, bis zum 25. April 2023 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des zum Beschlusszeitpunkt oder – falls der 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 eingezogen werden. Ferner dürfen sie 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 26. April 2018 ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 25. April 2023 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 es jedoch mit Zustimmung des Aufsichtsrats 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, Unternehmensanteilen, 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 zustehen.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die Bedingungen der Aktienaussgabe 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. Bezüglich der Senior-Anleihe, die im Zuge der Schuldenübertragung auf innogy mit einem Restbetrag bei der RWE AG verblieben ist, gibt es 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. Für unsere nachrangigen Hybridanleihen gilt in einem solchen Fall, dass die RWE AG sie innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums kündigen kann. Geschieht das nicht, erhöht sich

die jährliche Vergütung, die für die Hybridanleihen zu gewähren ist, um 500 Basispunkte.

Auch die syndizierte Kreditlinie der RWE AG über 3 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 entsprechende Regelung gilt für die Kreditlinie, die uns im Zusammenhang mit dem vorübergehenden Erwerb des 50,04 %-Anteils an der innogy Grid Holding eingeräumt wurde (siehe Seite 39).

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 sich dadurch wesentliche Nachteile für sie ergeben können. In diesem Fall steht es ihnen frei, ihr Amt innerhalb eines halben Jahres nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle aus wichtigem Grund niederzulegen, wobei eine Frist von drei Monaten einzuhalten ist. Zusätzlich können sie die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

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

Im Strategic Performance Plan, den wir auf Seite 64 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, aber 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 in den letzten 30 Börsenhandelstagen vor Verlautbarung des Kontrollwechsels und den bis dahin pro Aktie ausgezahlten Dividenden, gerechnet ab dem Zeitpunkt der Festschreibung der Performance Shares. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle vorläufig zugeteilten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.

1.12 VERGÜTUNGSBERICHT

Eine leistungsorientierte und transparente Vergütung von Aufsichtsrat und Vorstand gilt als Grundvoraussetzung für eine gute Unternehmensführung. Gerade institutionelle Anleger messen ihr große Bedeutung bei. Im Folgenden erläutern wir die Struktur und die Höhe der Vergütung der Mitglieder des Aufsichtsrats und des Vorstands der RWE AG. Neben den Vorgaben des deutschen Aktien- und Handelsrechts berücksichtigen wir dabei auch alle Empfehlungen, die der Deutsche Corporate Governance Kodex zur Ausgestaltung und Darstellung der Vergütungssysteme macht.

Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats

Grundlegendes. Die Vergütung des Aufsichtsrats ist in der Satzung der RWE AG geregelt. Danach steht dem Vorsitzenden des Aufsichtsrats pro Geschäftsjahr eine Festvergütung von 300 Tsd. € zu. Seinem Stellvertreter werden 200 Tsd. € gewährt. Die übrigen Mitglieder des Aufsichtsrats erhalten 100 Tsd. € und darüber hinaus eine Vergütung für Ausschusstätigkeiten, die wie folgt geregelt ist:

Die Mitglieder des Prüfungsausschusses bekommen ein zusätzliches Entgelt von 40 Tsd. €. Für den Vorsitzenden dieses Ausschusses erhöht sich der Betrag auf 80 Tsd. €. Bei den sonstigen Ausschüssen werden den Mitgliedern und Vorsitzenden zusätzlich 20 bzw. 40 Tsd. € gezahlt – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses, dessen Mitglieder kein Zusatzentgelt erhalten. 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.

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 diese Aktien für die Dauer ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der RWE AG halten. Im vergangenen Jahr sind alle Mitglieder, die ihre Vergütung nicht abführen, der Selbstverpflichtung bezüglich ihrer Vergütung für 2017 nachgekommen. Für jene Mitglieder, die 2018 neu in das Gremium aufgenommen wurden, gilt die Selbstverpflichtung erstmals für die Anfang 2019 ausgezahlte Vergütung für das Geschäftsjahr 2018.

Höhe der Vergütung des Aufsichtsrats

Vergütung für das Geschäftsjahr 2018. Die Gesamtvergütung der Aufsichtsratsmitglieder (ohne Auslagen) summierte sich für das Geschäftsjahr 2018 auf 3.480 Tsd. € (Vorjahr: 3.637 Tsd. €). Davon entfielen 460 Tsd. € (Vorjahr: 459 Tsd. €)

auf Vergütungen für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichtsrats und 720 Tsd. € (Vorjahr: 877 Tsd. €) auf Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften.

Die folgende Tabelle zeigt die Aufsichtsratsvergütung für alle Personen, die dem Gremium in den Jahren 2017 und/oder 2018 angehörten.

Vergütung des Aufsichtsrats ¹	Feste Vergütung		Ausschussvergütung		Mandatsvergütung bei Tochtergesellschaften ²		Gesamtbezüge ³	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
in Tsd. €								
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	300	300	–	–	–	300	300	600
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	200	200	–	–	200	200	400	400
Michael Bochinsky (seit 01.08.2018)	42	–	17	–	–	–	59	–
Reiner Böhle	100	100	20	20	–	120	120	240
Sandra Bossemeyer	100	100	20	20	–	–	120	120
Martin Bröker (seit 01.09.2018)	33	–	–	–	–	–	33	–
Ute Gerbaulet (seit 27.04.2017)	100	68	–	–	–	–	100	68
Reinhold Gispert (27.04.2017 bis 31.07.2018)	58	68	23	26	–	14	81	108
Arno Hahn (bis 27.04.2017)	–	32	–	13	–	18	–	63
Andreas Henrich (bis 31.08.2018)	67	100	–	–	–	–	67	100
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. h.c. Monika Kircher	100	100	–	–	–	–	100	100
Martina Koederitz (20.04.2016 bis 27.04.2017)	–	32	–	–	–	38	–	71
Monika Krebber	100	100	20	20	120	67	240	187
Harald Louis	100	100	20	20	20	40	140	160
Dagmar Mühlenfeld	100	100	20	20	–	–	120	120
Peter Ottmann	100	100	20	20	–	–	120	120
Günther Scharz	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. Erhard Schipporeit	100	100	80	80	300	–	480	180
Dr. Wolfgang Schüssel	100	100	40	40	–	–	140	140
Ullrich Sierau	100	100	40	40	–	–	140	140
Ralf Sikorski	100	100	40	40	50	50	190	190
Marion Weckes	100	100	40	40	–	–	140	140
Leonhard Zubrowski	100	100	20	20	30	30	150	150
Gesamt³	2.300	2.301	460	459	720	877	3.480	3.637

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

2 Mandatsvergütungen bei Tochtergesellschaften sind nur insoweit einbezogen, als sie auf Zeiträume der Mitgliedschaft im Aufsichtsrat der RWE AG entfallen.

3 Die kaufmännische Rundung von Einzelwerten kann dazu führen, dass sich diese in der Tabelle nicht exakt aufaddieren.

Struktur der Vergütung des Vorstands

Grundlegendes. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat der RWE AG festgelegt und regelmäßig daraufhin überprüft, ob sie angemessen und marktüblich sind. Das im Folgenden erläuterte Vergütungssystem wird seit dem 1. Oktober 2016 angewendet. Es besteht aus erfolgsunabhängigen und erfolgsabhängigen Komponenten. Erstere sind das Festgehalt, das Versorgungsentgelt sowie Sach- und sonstige Bezüge. Zu den erfolgsabhängigen Komponenten zählen die Tantieme und als langfristiger Vergütungsbestandteil eine aktienbasierte Vergütung.

Empfänger der Vorstandsvergütung. Im zurückliegenden Geschäftsjahr erhielten Dr. Rolf Martin Schmitz und Dr. Markus Krebber Leistungen für Vorstandstätigkeiten bei der RWE AG. Rolf Martin Schmitz ist seit 1. Mai 2009 Mitglied des Vorstands und seit 15. Oktober 2016 dessen Vorsitzender. Seine Bestellung in den Vorstand endet am 30. Juni 2021. Markus Krebber wurde zum 1. Oktober 2016 für zunächst drei Jahre in das Gremium berufen und verantwortet seit dem 15. Oktober 2016 das Finanzressort. Im Dezember 2018 ist seine Bestellung um fünf Jahre bis zum 30. September 2024 verlängert worden.

Erfolgsunabhängige Vergütung des Vorstands

Festgehalt und Versorgungsentgelt. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG beziehen ein jährliches Festgehalt, das in zwölf monatlichen Raten ausbezahlt wird. Als zweite fixe Vergütungskomponente steht ihnen für jedes Dienstjahr ein individuell festgelegter Betrag als Versorgungsentgelt zu, sofern sie nicht – wie im Fall von Rolf Martin Schmitz – bereits vor Einführung des Versorgungsentgelts dem Vorstand angehörten und deshalb eine Pensionszusage erhalten haben (siehe Seite 67).

Das Versorgungsentgelt wird wahlweise bar ausgezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung vollständig oder anteilig durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Zur Finanzierung der Versorgungszusage hat RWE eine Rückdeckungsversicherung abgeschlossen. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt des Vorstandsmitglieds in den Ruhestand abrufbar, frühestens mit Vollendung des 62. Lebensjahres. Die Regelalters-

grenze erreichen Vorstandsmitglieder der RWE AG mit 63 Jahren. Danach ist eine Wiederbestellung für jeweils ein Jahr möglich, maximal jedoch bis zur Vollendung des 65. Lebensjahres.

Die Vorstandsmitglieder können beim Wechsel in den Ruhestand zwischen einer Einmalzahlung und einer Ratenzahlung in maximal neun Teilbeträgen wählen. Weitere Versorgungsleistungen erhalten sie oder ihre Hinterbliebenen nicht. Soweit im Rahmen früherer Tätigkeiten im RWE-Konzern Ruhegeldansprüche erworben wurden, bleiben diese unverändert bestehen.

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

Erfolgsabhängige Vergütung des Vorstands

Tantieme. Die Vorstandsmitglieder erhalten eine Tantieme, die sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung des Unternehmens als auch von der Erreichung individueller und kollektiver Ziele des Vorstands abhängt. Ausgangspunkt für ihre Ermittlung ist die sogenannte Unternehmenstantieme, die von der Höhe des bereinigten EBIT (EBIT abzüglich des neutralen Ergebnisses) abhängt und auf die im Folgenden beschriebene Weise ermittelt wird.

Der Aufsichtsrat legt zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres einen Zielwert sowie eine Unter- und eine Obergrenze für das bereinigte EBIT fest. Nach Ablauf des Geschäftsjahres wird das tatsächlich erreichte bereinigte EBIT mit diesem Zielwert verglichen. Stimmen die Werte überein, beträgt die Zielerreichung 100%. Die Unternehmenstantieme entspricht dann dem vertraglich festgelegten Tantiemebudget. Liegt das bereinigte EBIT exakt an der vorab definierten Untergrenze,

beträgt die Zielerreichung 50 %; liegt es an der Obergrenze, beträgt die Zielerreichung 150 %. Im dazwischen liegenden Wertebereich wird die Zielerreichung linear angepasst. Ist das bereinigte EBIT niedriger als die Untergrenze, wird keine Unternehmenstantieme gezahlt. Wird die Obergrenze überschritten, bleibt es bei der maximalen Zielerreichung von 150 %. Die Regelungen des Vorstands-Vergütungssystems sehen vor, dass der Aufsichtsrat Anpassungen am bereinigten EBIT vornehmen kann. Solche Anpassungen können u. a. Veräußerungsergebnisse, Rückstellungsveränderungen, außerplanmäßige Abschreibungen und deren Folgewirkungen betreffen.

Die persönliche Leistung der Vorstandsmitglieder wird dadurch berücksichtigt, dass die Unternehmenstantieme mit einem Leistungsfaktor multipliziert wird. Dieser kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen. Welcher Wert erreicht wird, hängt von folgenden Kriterien ab, die jeweils mit einem Drittel gewichtet werden: (1) der Erreichung individueller Ziele, (2) der kollektiven Leistung des Gesamtvorstands sowie (3) Leistungen auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) und der Mitarbeitermotivation. Der Erfolg auf dem Gebiet der CR hängt von der Erreichung ökologischer und gesellschaftlicher Ziele ab und wird in unserer Nachhaltigkeitsberichterstattung dokumentiert. Die Mitarbeitermotivation messen wir anhand eines Motivationsindex, der sich auf anonyme Befragungen zur Leistungsbereitschaft und zur Zufriedenheit unserer Mitarbeiter stützt.

Nach Ablauf eines Geschäftsjahres bewertet der Aufsichtsrat die Leistung der Vorstandsmitglieder in den drei genannten Kriterien und bestimmt so ihren individuellen Leistungsfaktor. Dies geschieht nach Maßgabe der Ziele und Zielwerte, die er zu Anfang des Geschäftsjahres verbindlich festgelegt hat. Die so ermittelte Tantieme wird nach Ablauf des Geschäftsjahres vollständig an die Vorstandsmitglieder ausgezahlt.

Die Zielgröße des bereinigten EBIT, das zur Bestimmung der Unternehmenstantieme verwendet wird, ist per Aufsichtsratsbeschluss vom September 2018 umgestellt worden. In der Vergangenheit war die innogy SE, an der wir mit 76,8 % beteiligt sind, bei der EBIT-Ermittlung gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) als vollkonsolidierte Tochtergesellschaft berücksichtigt worden. Wie auf Seite 40 erläutert, hat das geplante Tauschgeschäft mit E.ON methodische Anpassungen der Rechnungslegung erforderlich gemacht, sodass ein bereinigtes EBIT nach alter Definition nicht mehr vorliegt. Für die Performance-Messung verwenden wir nun ein bereinigtes EBIT, das die aktuelle Situation von RWE besser widerspiegelt und weiterhin ermittelt wird. innogy wird dabei abweichend von den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen als reine Finanzbeteiligung erfasst. Nähere

Informationen zu dieser Vorgehensweise finden Sie auf Seite 58. Wegen der geänderten Abgrenzung des bereinigten EBIT musste der Zielwert für die Performance-Messung nachträglich angepasst werden. Dies ist vom Aufsichtsrat der RWE AG im September 2018 entschieden worden.

Der Deutsche Corporate Governance Kodex (DCGK) empfiehlt, dass nachträgliche Änderungen der Erfolgsziele oder der Vergleichsparameter ausgeschlossen sein sollen (Ziffer 4.2.3, Absatz 2, Satz 8). In unserer am 21. September 2018 veröffentlichten Entsprechenserklärung haben wir angegeben, dass wir dem Kodex in diesem Punkt nicht gefolgt sind. Allerdings gehen wir davon aus, dass wir nicht gegen die Grundintention der Empfehlung verstoßen haben, da die Aktualisierung der Zielwerte methodisch begründet und aktienrechtlich geboten war.

Aktienbasierte Vergütung. Den Mitgliedern des Vorstands wird außerdem eine aktienbasierte Vergütung nach dem Strategic Performance Plan (kurz: SPP) der RWE AG gewährt. Der SPP honoriert das Erreichen langfristiger Ziele. Maßgeblich für den Erfolg sind hier die Höhe des bereinigten Nettoergebnisses und die Performance der RWE-Stammaktie (Rendite aus Kursentwicklung und Dividende) über einen Zeitraum von mehreren Jahren. Durch die Verknüpfung der Vergütung mit der langfristigen Aktienkursentwicklung wird der Vorstand darin bestärkt, bei seinen Entscheidungen die Perspektive der Unternehmenseigentümer einzunehmen.

Der SPP basiert auf bedingt zugeteilten Performance Shares. Diese werden jeweils zum 1. Januar eines Geschäftsjahres gewährt. Die Planbedingungen des SPP sehen eine Übergangstranche im Einführungsjahr 2016 und drei weitere reguläre Tranchen für 2017, 2018 und 2019 vor. Die Vorstandsmitglieder erhalten je Tranche ein Zuteilungsschreiben, in dem ihr individueller Brutto-Zuteilungsbetrag aufgeführt ist. Die – noch vorläufige – Anzahl der Performance Shares ergibt sich, indem dieser Betrag durch den mittleren Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie in den letzten 30 Börsenhandelstagen vor der Gewährung geteilt wird.

Die Performance Shares haben eine Laufzeit von vier Jahren (Vesting-Periode). Nach Ablauf des ersten Jahres wird die Anzahl der endgültig zugeteilten Performance Shares festgestellt. Sie hängt vom bereinigten Nettoergebnis ab, das RWE in diesem Jahr erzielt hat. Dabei wird der Ist-Wert mit einem vorab definierten Zielwert verglichen. Das Vorgehen ist ähnlich wie bei der Bestimmung der Unternehmenstantieme. Der Aufsichtsrat legt im Vorfeld einen Zielwert, eine Untergrenze und eine Obergrenze für das bereinigte Nettoergebnis fest, wobei er sich an der genehmigten Mittel- und langfristplanung orientiert. Entspricht der Ist-Wert exakt dem

Zielwert, werden 100 % der vorläufig zugeteilten Performance Shares dieser Tranche final festgeschrieben. Liegt das bereinigte Nettoergebnis exakt an der Untergrenze, werden 50 % der vorläufig gewährten Performance Shares final zugeteilt, liegt es an der Obergrenze, beträgt die endgültige Zuteilung 150 %. Unterschreitet das bereinigte Nettoergebnis die Untergrenze, verfallen sämtliche vorläufig gewährten Performance Shares dieser Tranche vollständig und ersatzlos. Wird die Obergrenze überschritten, bleibt es bei der maximalen Zuteilung von 150 %.

Nach Ablauf der vierjährigen Vesting-Periode werden die final festgeschriebenen Performance Shares vollständig und in bar an die Mitglieder des Vorstands ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag hängt von der Performance der RWE-Stammaktie ab. Er entspricht der Anzahl der final zugeteilten Performance Shares, multipliziert mit der Summe aus dem durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie der letzten 30 Börsenhandelstage vor dem Ende der Vesting-Periode und den Dividenden, die während der Haltefrist ausgezahlt worden sind. Allerdings gibt es auch hier eine Deckelung: Selbst bei einer extrem guten Aktienperformance ist die Auszahlung auf höchstens 200 % des anfänglich gewährten Brutto-Zuteilungsbetrags begrenzt.

Die Vorstandsmitglieder sind verpflichtet, 25 % des Auszahlungsbetrags (nach Steuern) in RWE-Aktien zu reinvestieren. Die Aktien müssen mindestens bis zum Ende des dritten Jahres nach Ablauf der Vesting-Periode gehalten werden.

Nach dem Ausscheiden eines Vorstandmitglieds am Ende der Vertragslaufzeit bleiben die Performance Shares unverändert bestehen und werden am Ende der Vesting-Periode plangemäß ausgezahlt. Scheidet ein Vorstandsmitglied auf eigenen Wunsch vorzeitig aus der Gesellschaft aus oder wird ihm aus wichtigem Grund außerordentlich gekündigt, verfallen alle Performance Shares, die noch nicht das Ende der Planlaufzeit erreicht haben. Der SPP enthält überdies eine sogenannte Malus-Regelung. Danach kann der Aufsichtsrat ein Fehlverhalten von Vorstandsmitgliedern, z. B. gravierende Verstöße gegen den Verhaltenskodex der Gesellschaft, mit einer Kürzung oder vollständigen Streichung laufender SPP-Tranchen ahnden.

Der Aufsichtsrat hat 2016 für alle vorgesehenen Tranchen des SPP (2016 bis 2019) Zielwerte für das bereinigte Nettoergebnis festgelegt. Dabei sind auch die erläuterten Ober- und Untergrenzen fixiert worden. Die Planbedingungen des SPP sehen vor, dass der Aufsichtsrat die Ziel- und Grenzwerte nur in sehr begrenztem Umfang und in abschließend definierten Fällen nachträglich anpassen darf. Solche Anpassungen sind zulässig, wenn damit Auswirkungen von

Kapitalmaßnahmen, Akquisitionen, Veräußerungen und regulatorischen Änderungen berücksichtigt werden, die bei der Festlegung der Werte noch nicht bekannt oder absehbar waren. Wie bereits in den Ausführungen zur Tantieme dargelegt, haben wir 2018 wegen des geplanten Tauschgeschäfts mit E.ON einen Methodenwechsel bei der Erhebung der Zahlen vorgenommen. Dies betraf auch das bereinigte Nettoergebnis, das wir in der Vergangenheit aus dem IFRS-Nettoergebnis abgeleitet hatten und nun in der auf Seite 58 erläuterten Weise ermitteln, d. h. unter Berücksichtigung von innogy als reiner Finanzbeteiligung. Dementsprechend sind auch die Zielwerte für das bereinigte Nettoergebnis bei den SPP-Tranchen für 2018 und 2019 nachträglich angepasst worden.

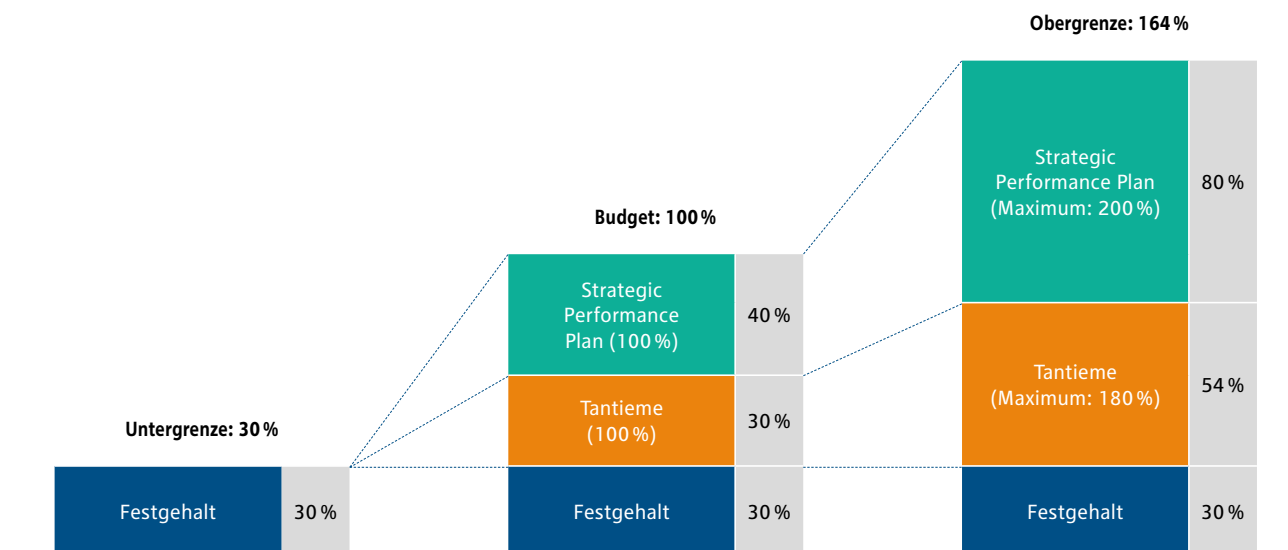
In der bereits erwähnten Entsprechenserklärung am 21. September 2018 haben wir die Öffentlichkeit auch über diese Abweichung vom DCGK informiert.

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 zu 100 % erreichen, ergibt sich in etwa folgende Vergütungsstruktur: Das Festgehalt macht rund 30 % der Gesamtvergütung aus. Auf die kurzfristige variable Vergütung, also die Tantieme, entfällt ein Anteil von etwa 30 %. Der SPP als langfristige Vergütungskomponente deckt rund 40 % der Gesamtvergütung ab.

Begrenzung der Vorstandsvergütung. Wie bereits erläutert, sind die variablen Vergütungsbestandteile nach oben begrenzt. Die Unternehmenstantieme beträgt maximal 150 % des vertraglich vereinbarten Tantiemebudgets. Multipliziert man sie mit dem individuellen Leistungsfaktor (0,8 bis 1,2), werden höchstens 180 % des Tantiemebudgets erreicht. Für die aktienbasierte Vergütung nach dem SPP gilt, dass die Auszahlung der Performance Shares nach Ablauf der Vesting-Periode bei maximal 200 % des Zuteilungsbudgets liegen kann. Wegen der genannten Maximalwerte gibt es auch eine Obergrenze für die Gesamtvergütung (siehe Schaubild auf der nächsten Seite).

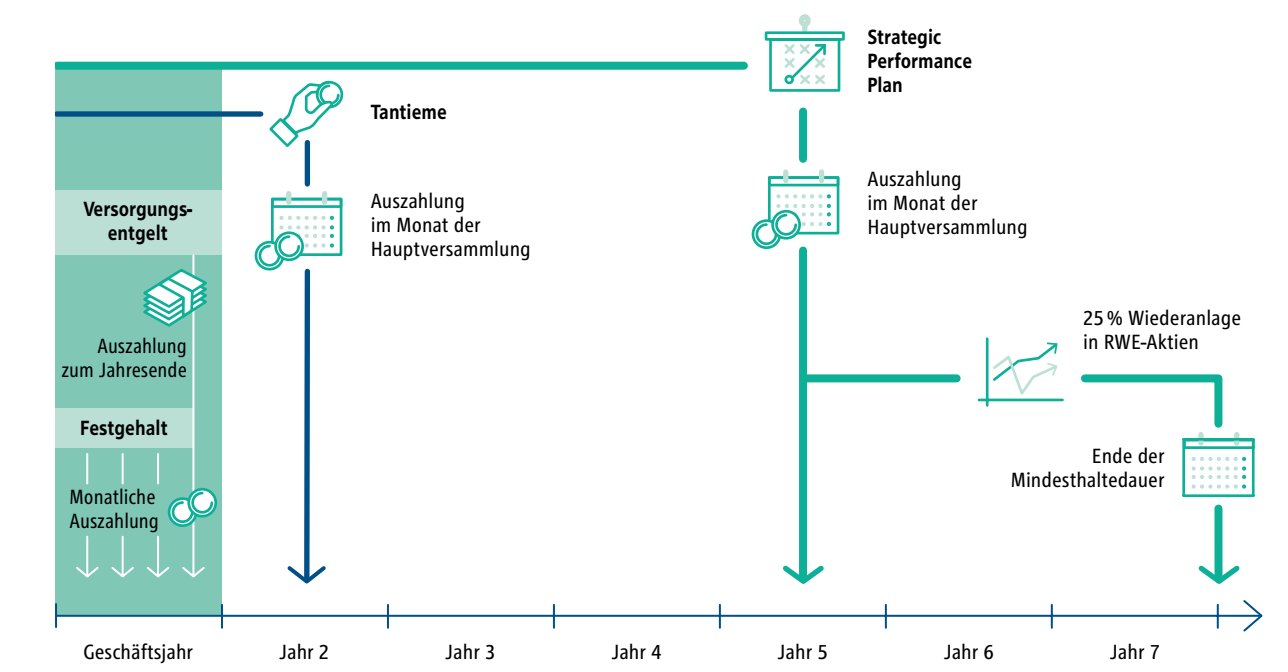
Bandbreite der Vorstandsvergütung



Auszahlungszeitpunkte. Die Vorstandsmitglieder erhalten das jährliche Festgehalt in zwölf monatlichen Raten. Das Versorgungsentgelt wird zum Jahresende ausbezahlt, soweit es nicht in eine Versorgungszusage überführt worden ist. Nach Ablauf eines Geschäftsjahres stellt der Aufsichtsrat die Zielerreichung für die Unternehmenstantieme fest und bestimmt den individuellen Leistungsfaktor. Die Tantieme kommt im Monat der Hauptversammlung zur Auszahlung, die sich mit dem Jahresabschluss der RWE AG befasst. Nach

Beendigung der vierjährigen Planlaufzeit werden die Performance Shares aus dem SPP ausbezahlt, und zwar im Monat der ordentlichen Hauptversammlung des Folgejahres. Wie bereits erläutert, müssen die Vorstandsmitglieder 25 % des Auszahlungsbetrags in RWE-Stammaktien investieren und dürfen die Titel erst liquidieren, wenn nach der vierjährigen Vesting-Periode drei weitere Kalenderjahre vergangen sind. Somit dauert es insgesamt sieben Jahre, bis die Vorstandsmitglieder über ihre volle Vergütung verfügen können.

Zeitliches Auszahlungsprofil der Vorstandsvergütung für ein Geschäftsjahr



Regelung zur Altersversorgung. Bis zur Einführung des bereits beschriebenen Versorgungsentgelts am 1. Januar 2011 ist den Mitgliedern des Vorstands eine Pensionszusage erteilt worden. Von den Vorstandsmitgliedern des Jahres 2018 betrifft dies Rolf Martin Schmitz; seine bereits 2009 erteilte Pensionszusage wird unverändert fortgeführt. Sie gewährt ihm einen Anspruch auf ein lebenslanges Ruhegeld, das bei Ausscheiden aus dem Vorstand der RWE AG nach Erreichung des 60. Lebensjahres, dauerhafter Arbeitsunfähigkeit oder einer von der Gesellschaft ausgehenden vorzeitigen Beendigung oder Nichtverlängerung des Dienstvertrags gezahlt 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 Dienstjahre ergibt.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Sollte der Fall eintreten, dass Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen und sich daraus wesentliche Nachteile für die Vorstandsmitglieder ergeben, haben diese ein Sonderkündigungsrecht. Sie können ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach dem Wechsel der Unternehmenskontrolle niederlegen und die Beendigung ihres Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen.

Ein Kontrollenwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30 % der Stimmrechte auf sich vereinen oder auf sonstige Art einen beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft ausüben können. Ein Wechsel der Unternehmens-

kontrolle liegt auch dann 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 Wertes 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 nach dem SPP, die bereits final festgeschrieben wurden und noch nicht zur Auszahlung gelangt sind, vorzeitig ausbezahlt. Alle zum Zeitpunkt des Wechsels der Unternehmenskontrolle noch vorläufig zugeteilten Performance Shares des SPP verfallen ersatz- und entschädigungslos.

Vorzeitige Beendigung der Vorstandstätigkeit und Abfindungsobergrenze. Die Dienstverträge des Vorstands enthalten gemäß einer Empfehlung des DCGK eine Vereinbarung, dass im Falle einer vorzeitigen Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund nicht mehr als der Wert der Ansprüche für die Restlaufzeit des Vertrags vergütet wird, höchstens jedoch der Wert von zwei Jahresgesamtvergütungen einschließlich Nebenleistungen (Abfindungs-obergrenze).

Höhe der Vergütung des Vorstands

Gesamtbetrag und Einzelbestandteile der Vergütung für 2018. Im Folgenden wird die Vergütung dargestellt, die den Mitgliedern des Vorstands der RWE AG für ihre Tätigkeit im Geschäftsjahr 2018 gewährt worden ist. Ermittelt wurde sie nach den Vorgaben des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB).

Die Gesamtvergütung des Vorstands für das zurückliegende Geschäftsjahr belief sich auf 6.880 Tsd. €. Der Vorjahreswert hatte bei 7.274 Tsd. € gelegen; darin enthalten sind noch Bezüge von Uwe Tigges, der Ende April 2017 aus dem Vorstand ausgeschieden ist.

Die erfolgsunabhängigen Vergütungskomponenten, also das Festgehalt der Vorstandsmitglieder, die Sach- und sonstigen Bezüge und das Versorgungsentgelt, summierten sich 2018 auf 2.246 Tsd. € (Vorjahr: 2.342 Tsd. €). Nach HGB zählt der

jährliche Dienstzeitaufwand für die Pensionszusage an Rolf Martin Schmitz nicht zur Vergütung, wohl aber das an Markus Krebber ausbezahlte Versorgungsentgelt in Höhe von 300 Tsd. € (Vorjahr: 255 Tsd. €).

Die erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteile betrugen 2018 insgesamt 4.634 Tsd. € (Vorjahr: 4.932 Tsd. €). Davon entfielen 2.284 Tsd. € (Vorjahr: 2.365 Tsd. €) auf die unmittelbar auszuzahlende Tantieme für das Geschäftsjahr 2018 und 2.350 Tsd. € (Vorjahr: 2.567 Tsd. €) auf die Zuteilung von Performance Shares aus dem SPP.

Wie auf Seite 64 dargelegt, ermitteln wir das für die Höhe der Tantieme maßgebliche bereinigte EBIT seit dem vergangenen Jahr nach einer neuen Methode, bei der innogy als reine Finanzbeteiligung berücksichtigt wird. Deshalb ist der

Zielwert für 2018 nachträglich angepasst worden, und zwar auf 831 Mio. € (Zielerreichung von 100 %) bei einer Untergrenze von 131 Mio. € (Zielerreichung von 50 %) und einer Obergrenze von 1.531 Mio. € (Zielerreichung von 150 %). Die neuen Werte sind ebenfalls aus der 2017 erstellten Mittelfristplanung abgeleitet worden. Tatsächlich erreicht haben wir ein bereinigtes EBIT von 953 Mio. €. Die in diesem Jahr

vorgenommenen Anpassungen des bereinigten EBIT-Wertes um insgesamt –49 Mio. € auf 904 Mio. € betreffen Effekte aus veränderten Abschreibungszeiträumen bei einzelnen Vermögenswerten und Bewertungseffekte bei Rückstellungen. Nach der Anpassung ergibt sich für die Unternehmens-tantieme ein Zielerreichungswert von 105 %.

Ermittlung der Unternehmenstantieme 2018		Bereinigtes EBIT in Mio. €	Zielerreichung in %
Zielwert		831	100
Untergrenze		131	50
Obergrenze		1.531	150
Ist-Wert		953	–
Anpassungen ¹		–49	–
Angepasster Ist-Wert		904	105

¹ Siehe Erläuterung im Text oben

Die sich aufgrund dieser Zielerreichung ergebende Unternehmenstantieme wird, wie oben beschrieben, mit einem persönlichen Leistungsfaktor multipliziert. Aufgrund der Bewertung der individuellen Ziele, der kollektiven Leistung des Gesamtvorstands und der Ziele auf dem Gebiet der Corporate Responsibility und Mitarbeitermotivation hat der Aufsichtsrat sowohl für Rolf Martin Schmitz als auch Markus Krebber den Leistungsfaktor auf 1,2 festgesetzt. Daraus ergibt sich eine Tantieme in Höhe von 126 % des vertraglich vereinbarten Budgets. Der Aufsichtsrat bescheinigte dem Vorstand, dass er bei der Umsetzung der vorab festgelegten Strategie- und Finanzziele besser als erwartet vorangekommen

sei. Gewürdigt wurde vor allem der große Fortschritt bei der Transformation von RWE hin zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Die Resonanz des Kapitalmarktes auf die eingeleitete Transformation des Unternehmens ist durchweg positiv. Die jährliche Mitarbeiterbefragung zeigt eine weiter verbesserte Motivation der Beschäftigten auf bereits hohem Niveau in einem insgesamt herausfordernden Umfeld.

Die für das Geschäftsjahr 2018 gewährten kurzfristigen Vergütungen gemäß HGB sind in der folgenden Übersicht zusammengefasst.

Kurzfristige Vorstandsvergütung	Dr. Rolf Martin Schmitz		Dr. Markus Krebber		Uwe Tigges bis 30.04.2017		Gesamt	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
in Tsd. €								
Erfolgsunabhängige Vergütung								
Festgehalt	1.160	960	750	750	–	250	1.910	1.960
Sach- und sonstige Bezüge (Dienst- wagennutzung, Unfallversicherung)	20	15	16	20	–	7	36	42
Sonstige Zahlungen (Versorgungsentgelt)	–	–	300	255	–	85	300	340
Summe	1.180	975	1.066	1.025	–	342	2.246	2.342
Erfolgsbezogene Vergütung								
Unmittelbar ausgezahlte Tantieme	1.271	1.168	718	643	–	213	1.989	2.024
Mandatseinkünfte ¹	115	138	180	203	–	–	295	341
Tantieme	1.386	1.306	898	846	–	213	2.284	2.365
Gesamt	2.566	2.281	1.964	1.871	–	555	4.530	4.707

¹ Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate wurden 2018 vollständig auf die Tantieme angerechnet.

Aktienkursbasierte Vergütung nach dem Strategic Performance Plan. Im Geschäftsjahr 2018 wurden Rolf Martin Schmitz und Markus Krebber Performance Shares nach dem SPP der RWE AG zugeteilt (siehe folgende Übersicht). Ausschlaggebend für das Verhältnis der vorläufig zugeteilten zu den endgültig zugeteilten Performance Shares war das bereinigte Nettoergebnis von 2018. Der Zielwert (49 Mio. €) wurde aus der Mittelfristplanung von 2016 abgeleitet und entspricht einer Zuteilung von 100 %. Die Untergrenze beträgt –351 Mio. € und die Obergrenze 449 Mio. €. Ähnlich wie beim bereinigten EBIT ist der tatsächlich erreichte Wert

(591 Mio. €) nach unten angepasst worden, und zwar auf 233 Mio. €. Die Zuteilung betrug dementsprechend 123 %. Die Anpassungen ergaben sich aus den Planbedingungen zum SPP und dienten der Bereinigung ungeplanter Sondereffekte. Beispielsweise haben wir im Konzernabschluss 2016 hohe Wertberichtigungen auf Kraftwerke vorgenommen, die in der damaligen Mittelfristplanung noch nicht enthalten waren und dazu führten, dass die planmäßigen Abschreibungen nun deutlich niedriger ausfallen; diesen Einfluss auf die Abschreibungen haben wir eliminiert.

Ermittlung der Tranche 2018 des Strategic Performance Plan		Bereinigtes Nettoergebnis in Mio. €	Zielerreichung in %
Zielwert		49	100
Untergrenze		–351	50
Obergrenze		449	150
Ist-Wert		591	–
Anpassungen ¹		–358	–
Angepasster Ist-Wert		233	123

1 Siehe Erläuterung im Text oben

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung Strategic Performance Plan		Dr. Rolf Martin Schmitz			Dr. Markus Krebber		
Tranche	Jahr	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Gesellschaft		RWE AG	RWE AG	RWE AG	RWE AG	RWE AG	RWE AG
Zuteilungsdatum		01.01.2018	01.01.2017	01.01.2016	01.01.2018	01.01.2017	01.01.2016
Zuteilungswert	Tsd. €	1.250	1.250	769	1.100	988	247
Aktienkurs (Durchschnitt)	€	18,80	11,62	13,78	18,80	11,62	13,78
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	Stück	66.489	107.573	55.787	58.511	84.983	17.915
Bewertungsdatum		31.12.2018	31.12.2017	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2017
Zielerreichung bereinigtes Nettoergebnis	%	123	115	115	123	115	115
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	Stück	81.781	123.709	64.155	71.969	97.730	20.602
Ende der Vesting-Periode		31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung Strategic Performance Plan		Uwe Tigges bis 30.04.2017		
Tranche	Jahr	2018	2017	2016
Gesellschaft		innogy SE	innogy SE	innogy SE
Zuteilungsdatum		01.01.2018	01.01.2017	01.01.2016
Zuteilungswert	Tsd. €	–	329	706
Aktienkurs (Durchschnitt)	€	–	32,07	37,13
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	Stück	–	10.264	19.021
Bewertungsdatum		–	31.12.2017	31.12.2017
Zielerreichung bereinigtes Nettoergebnis	%	–	88	88
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	Stück	–	9.032	16.738
Ende der Vesting-Periode		–	31.12.2020	31.12.2019

Die Tabelle unten gibt an, in welcher Höhe Rückstellungen für Verpflichtungen aus der aktienbasierten Vergütung nach dem SPP zugeführt worden sind.

Zuführung zu Rückstellungen für aktienbasierte Vergütungen mit langfristiger Anreizwirkung in Tsd. €	2018	2017
Dr. Rolf Martin Schmitz	1.413	592
Dr. Markus Krebber	934	393
Uwe Tigges (bis 30.04.2017)	–	124
Summe	2.347	1.109

Verpflichtungen aus der Altregelung zur Altersversorgung.

Der Dienstzeitaufwand (Service Cost) für Pensionsverpflichtungen gegenüber Rolf Martin Schmitz lag 2018 bei 536 Tsd. € (Vorjahr: 538 Tsd. €). Hierbei handelt es sich um keinen Vergütungsbestandteil gemäß HGB. Der nach IFRS ermittelte Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 13.370 Tsd. € (Vorjahr: 12.391 Tsd. €). Der Barwert der Pensionsverpflichtung nach HGB belief sich auf 10.534 Tsd. € (Vorjahr: 9.287 Tsd. €). Im Jahr 2018 erhöhte sich die Pensionsverpflichtung um 1.248 Tsd. € (Vorjahr: –607 Tsd. €).

Nach Maßgabe der ruhegeldfähigen Bezüge zum 31. Dezember 2018 beträgt das voraussichtliche jährliche Ruhegeld für Rolf Martin Schmitz bei planmäßigem Ausscheiden aus der Gesellschaft zum Ablauf seiner Bestellung 556 Tsd. € (unverändert gegenüber dem Vorjahr). Darin enthalten sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern, die auf die RWE AG übertragen wurden.

Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex

Nach DCGK in der Fassung vom 7. Februar 2017 besteht die Gesamtvergütung der Vorstandsmitglieder aus den monetären Vergütungsbestandteilen, den Versorgungszusagen, den sonstigen Zusagen, Nebenleistungen jeder Art und Leistungen von Dritten, die im Hinblick auf die Vorstandstätigkeit gewährt werden. In Ziffer 4.2.5 Abs. 3 des Kodex wird benannt, welche Vergütungskomponenten offengelegt werden sollen. Abweichend von den Vorgaben des HGB gehört nach DCGK auch der jährliche Dienstzeitaufwand für Pensionszusagen zur Gesamtvergütung.

Der DCGK konkretisiert die empfohlene Darstellung der Vorstandsvergütung anhand von Mustertabellen, in denen zwischen der Gewährung und dem Zufluss unterschieden wird:

- Nach dem DCGK gelten Zuwendungen oder Vergütungen als gewährt, wenn sie den Mitgliedern des Vorstands verbindlich zugesagt wurden. Abweichend vom HGB ist es dabei irrelevant, in welchem Umfang das Vorstandsmitglied die vergütete Arbeitsleistung bereits erbracht hat.

- Der Begriff „Zufluss“ stellt darauf ab, in welchem Umfang die Vorstandsmitglieder Zahlungen erhalten haben. Dabei kommt es nicht auf den Termin der Auszahlung an, sondern darauf, ab wann die Zahlung hinreichend sicher ist.

Die im Kodex getroffene Abgrenzung sei am Beispiel der Tantieme verdeutlicht: Als „gewährt“ gilt hier das für das jeweilige Geschäftsjahr vertraglich vereinbarte und zugesagte Tantiemebudget. In der Zufluss-Tabelle ist dagegen der Betrag auszuweisen, der mit hoher Wahrscheinlichkeit tatsächlich zufließen wird. Dass die Zahlung erst im Folgejahr geleistet wird, ist dabei irrelevant. Der Zeitpunkt des Zuflusses gilt bereits als erreicht, wenn die zur Ermittlung der Zielerreichung (und damit der Tantieme) benötigten Kennzahlen und Ergebnisse mit hinreichender Sicherheit feststehen. Der Kodex unterstellt, dass dies bereits am Jahresende der Fall ist. Daher ist die Vorstandstantieme bereits im Berichtsjahr in den Zufluss-Tabellen zu nennen.

Im Folgenden stellen wir die Vorstandsvergütung der RWE AG anhand der vom DCGK empfohlenen Mustertabellen dar.

Gewährte Zuwendungen	Dr. Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016				Dr. Markus Krebber Finanzvorstand seit 15.10.2016			
	2017	2018	2018 (Min.)	2018 (Max.)	2017	2018	2018 (Min.)	2018 (Max.)
in Tsd. €								
Festvergütung	960	1.160	1.160	1.160	750	750	750	750
Versorgungsentgelt	–	–	–	–	255	300	300	300
Nebenleistungen	15	20	20	20	20	16	16	16
Summe Festvergütung	975	1.180	1.180	1.180	1.025	1.066	1.066	1.066
Einjährige variable Vergütung	1.100	1.100	0	1.980	713	713	0	1.283
Tantieme	1.100	1.100	0	1.980	713	713	0	1.283
Mehrjährige variable Vergütung	1.250	1.250	0	2.500	988	1.100	0	2.200
SPP Tranche 2017 (Laufzeit: 2017–2020)	1.250	–	–	–	988	–	–	–
SPP Tranche 2018 (Laufzeit: 2018–2021)	–	1.250	0	2.500	–	1.100	0	2.200
Summe variable Vergütung	2.350	2.350	0	4.480	1.701	1.813	0	3.483
Summe	3.325	3.530	1.180	5.660	2.726	2.879	1.066	4.549
Versorgungsaufwand	538	536	536	536	–	–	–	–
Gesamtvergütung	3.863	4.066	1.716	6.196	2.726	2.879	1.066	4.549

Zufluss	Dr. Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016		Dr. Markus Krebber Finanzvorstand seit 15.10.2016	
	2018	2017	2018	2017
in Tsd. €				
Festvergütung	1.160	960	750	750
Versorgungsentgelt	–	–	300	255
Nebenleistungen	20	15	16	20
Summe Festvergütung	1.180	975	1.066	1.025
Einjährige variable Vergütung	1.386	1.306	898	846
Tantieme ¹	1.386	1.306	898	846
Mehrjährige variable Vergütung	0	0	0	0
Summe variable Vergütung	1.386	1.306	898	846
Summe	2.566	2.281	1.964	1.871
Versorgungsaufwand	536	538	–	–
Gesamtvergütung	3.102	2.819	1.964	1.871

1 Die Tantieme berücksichtigt Mandatseinkünfte für die Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate; siehe auch Seite 68, Tabelle „Kurzfristige Vorstandsvergütung“.

1.13 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Die Risikolage von RWE wird in hohem Maße durch Veränderungen des regulatorischen Rahmens im Energiesektor bestimmt. Staatliche Eingriffe zur Minderung der Treibhausgasemissionen könnten uns hart treffen: Beispielsweise müssen wir in Deutschland wahrscheinlich weitere Braunkohlekraftwerke vorzeitig stilllegen. Allerdings rechnen wir in diesem Fall mit angemessenen Entschädigungen. Durch das geplante Tauschgeschäft mit E.ON wollen wir unsere operative Ertragslage stärken und stabilisieren. Aber schon heute steht RWE auf einem soliden Fundament – finanziell und organisatorisch. Ein wichtiger Teil dieses Fundaments ist unser über viele Jahre erprobtes Risikomanagement, mit dem wir Risiken und Chancen systematisch erfassen, bewerten und steuern.

Zuständigkeit für das Risikomanagement bei RWE. Die Verantwortung für das Risikomanagement im RWE-Konzern ist bei zwei Gesellschaften angesiedelt: Zum einen bei der RWE AG, die die Risiken der ihr nachgeordneten Unternehmen steuert, die nicht zum innogy-Teilkonzern gehören; zum anderen bei der innogy SE, die seit ihrem Börsengang im Oktober 2016 für die Steuerung ihrer eigenen Risiken und die ihrer Tochtergesellschaften zuständig ist. Bis zum Verkauf unserer innogy-Beteiligung an E.ON, den wir im laufenden Jahr abschließen wollen, besteht diese Aufgabenteilung fort. Neu ist allerdings die Art und Weise, wie wir Risiken erfassen, die sich durch innogy für die RWE AG ergeben. Bis Anfang 2018 sahen wir ein großes Risiko darin, dass unser 76,8 %-Anteil an dem Unternehmen durch Aktienkurseinbußen an Wert verliert. Wegen der mit E.ON vereinbarten Übernahme unserer innogy-Beteiligung zu einem vertraglich fixierten Preis stellen solche Kursverluste kein nennenswertes Risiko mehr für uns dar. Ändern könnte sich das nur bei einem Scheitern der Transaktion. Dieses Szenario birgt zwar hohes Schadenspotenzial, ist aber unwahrscheinlich.

Im Folgenden stellen wir das Risikomanagement der RWE AG näher dar. Entsprechende Angaben für unsere Tochter innogy finden Sie in deren aktuellem Geschäftsbericht.

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 leitet aus den vom Vorstand festgelegten Risikoobergrenzen detaillierte Limite für die einzelnen Geschäftsfelder und operativen Einheiten ab. Zu seinen Aufgaben gehört es auch, die erhobenen Risiken auf Vollständigkeit und Plausibilität zu prüfen und zu aggregieren. Dabei unterstützt ihn der Risikomanagement-Ausschuss, der sich aus den Leitern folgender fünf Bereiche der RWE AG zusammensetzt: Controlling & Risikomanagement (Vorsitz), Finanzen & Kreditrisiko, Rechnungs-

wesen, Recht und Unternehmensentwicklung. Der Bereich Controlling & Risikomanagement berichtet dem Vorstand und dem Aufsichtsrat der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Unternehmens.

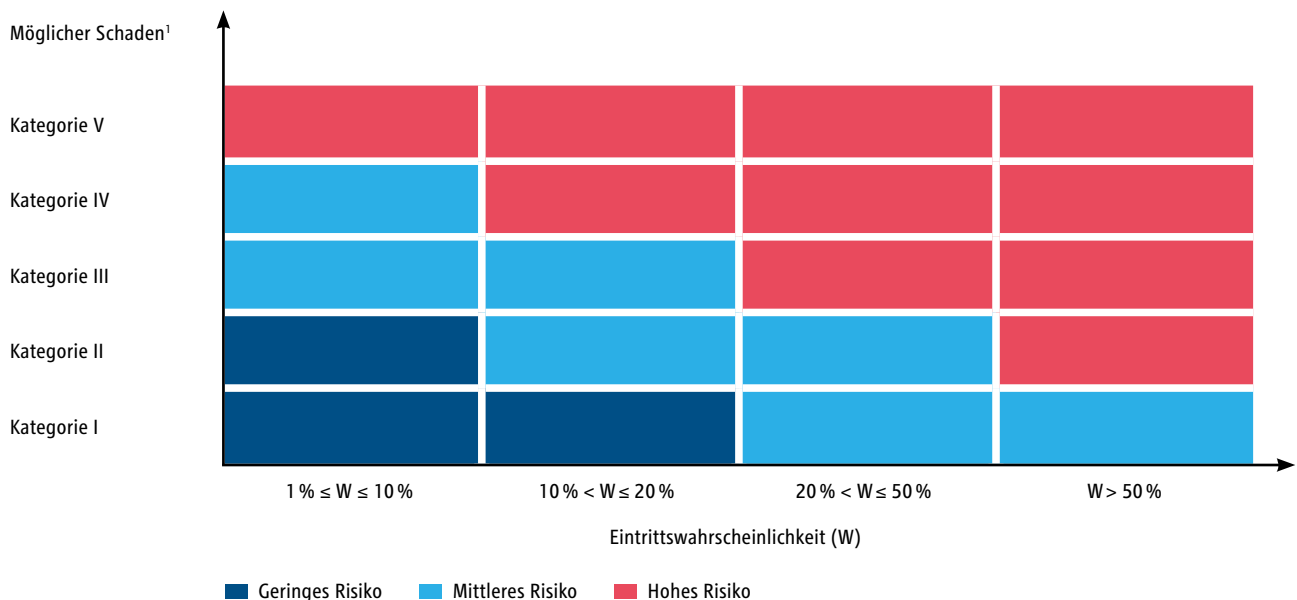
Darüber hinaus sind folgende Organisationseinheiten und Komitees mit Risikomanagement-Aufgaben betraut:

- Finanzwirtschaftliche Risiken und Kreditrisiken werden vom Bereich Finanzen & Kreditrisiko gesteuert, der dem Finanzvorstand der RWE AG unterstellt ist.
- Der ebenfalls dem Finanzvorstand zugeordnete Bereich Rechnungswesen hat die Aufgabe, das Risiko materieller Falschaussagen in der Finanzberichterstattung zu begrenzen. Dazu nutzt er ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem. Unsere Aktivitäten zur Sicherung der Qualität der Finanzberichterstattung werden von einem Komitee begleitet, das aus Verantwortlichen des Rechnungswesens und weiterer rechnungslegungsrelevanter Bereiche besteht. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie auf Seite 82.
- Der Bereich Interne Revision & Compliance wacht darüber, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird. Dabei achtet er besonders auf die Vermeidung von Korruptionsrisiken. 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 Gasgeschäft betreffen, von RWE Supply & Trading überwacht.
- Strategien, die der Begrenzung von Marktrisiken aus dem Erzeugungsgeschäft dienen, sind vom Commodity-Management-Komitee zu genehmigen. Dabei handelt es sich um ein Expertengremium, das aktuell mit dem Finanzvorstand der RWE AG, den Mitgliedern der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading und einem Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement besetzt ist.

- Über die strategischen Leitlinien für die Verwaltung der Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensions-treuhand e. V.) bestimmt das Asset-Management-Komitee. 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 und Controlling & Risk sowie der Finanzvorstand des Bereichs Netz & Infrastruktur.

Unter fachlicher Führung der genannten Organisationseinheiten sind die RWE AG und ihre operativen Tochtergesellschaften dafür verantwortlich, dass Risiken frühzeitig erkannt, richtig bewertet und nach zentralen Vorgaben gesteuert werden. Die Qualität und die Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems werden regelmäßig von der Internen Revision begutachtet.

Risikomatrix für die RWE AG



Möglicher Schaden ¹	Ergebnisrisiken ² Mögliche Auswirkung auf das Nettoergebnis – quantifiziert in Prozent vom bereinigten EBITDA ³ und/oder vom Eigenkapital ⁴	Verschuldungs-/Liquiditäts-/Eigenkapitalrisiken ² Mögliche Auswirkung auf die Nettoschulden und das Eigenkapital
Kategorie V	≥ 50 % vom Eigenkapital	≥ 8 Mrd. €
Kategorie IV	≥ 100 % vom bereinigten EBITDA und < 50 % vom Eigenkapital	≥ 4 Mrd. € und < 8 Mrd. €
Kategorie III	≥ 40 % und < 100 % vom bereinigten EBITDA	≥ 2 Mrd. € und < 4 Mrd. €
Kategorie II	≥ 20 % und < 40 % vom bereinigten EBITDA	≥ 1 Mrd. € und < 2 Mrd. €
Kategorie I	< 20 % vom bereinigten EBITDA	< 1 Mrd. €

¹ Aggregierter Wert für die Jahre 2019 bis 2021

² In den Kennzahlen ist innogy nicht als vollkonsolidierte Gesellschaft, sondern als reine Finanzbeteiligung berücksichtigt (siehe Seite 58).

³ Aus der Mittelfristplanung abgeleiteter Durchschnittswert für die Jahre 2019 bis 2021

⁴ Eigenkapital zum 30. September 2018 (18.918 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 mit Hilfe 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 quartalsweise 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 bewerten Risiken zum einen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf das Nettoergebnis und zum anderen hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Nettoschulden und das Eigenkapital. Für alle Risiken ermitteln wir die Eintrittswahrscheinlichkeit und die mögliche Schadenshöhe. Haben mehrere Risiken die

gleiche Ursache, werden sie nach Möglichkeit zu einem einzigen Risiko zusammengefasst. Die wesentlichen Risiken stellen wir in einer Matrix dar: Wir erfassen sie dort mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit und der möglichen Nettoschadenshöhe, die sich unter Berücksichtigung von Absicherungsmaßnahmen, z. B. Hedge-Transaktionen, ergibt. Je nachdem, in welches Matrixfeld ein Risiko einzuordnen ist, gilt es als gering, mittel oder hoch. Mithilfe dieser Analyse können wir feststellen, ob Handlungsbedarf besteht, und gegebenenfalls gegensteuernde Maßnahmen einleiten.

Auswirkungen, die Risiken auf das Nettoergebnis haben können, bestimmen wir in Prozentwerten vom bereinigten EBITDA und vom Eigenkapital. Bei der Ermittlung dieser Kennzahlen nutzen wir die auf Seite 58 erläuterte, nicht IFRS-konforme Methodik, bei der innogy als reine Finanzbeteiligung erfasst wird. Potenzielle Einflüsse von Risiken auf die Nettoschulden und das Eigenkapital klassifizieren wir anhand fester Schwellenwerte.

Risikoklassen	Einstufung des höchsten Einzelrisikos	
	31.12.2018	31.12.2017
Marktrisiken	mittel	mittel
Regulatorische und politische Risiken	hoch	hoch
Rechtliche Risiken	mittel	mittel
Operative Risiken	mittel	mittel
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	hoch
Bonität von Geschäftspartnern	mittel	mittel
Sonstige Risiken	hoch	gering

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 entscheidet das höchste Einzelrisiko darüber, welches Risiko der gesamten Klasse beigemessen wird. Einzelrisiken von innogy, über die wir uns im Halbjahresrhythmus berichten lassen, sind hier nicht erfasst. Gegenwärtig bewerten wir zwei Klassen von Risiken als „hoch“. Dies betrifft zum einen die regulatorischen und politischen Risiken, deren Gesamteinschätzung sich gegenüber dem Vorjahr damit nicht verändert hat. Zum anderen betrifft es die sonstigen Risiken, die im Vorjahr noch gering waren und damit deutlich an Bedeu-

tung gewonnen haben. Letzteres erklärt sich dadurch, dass wir unter den sonstigen Risiken seit 2018 auch das mögliche Scheitern des geplanten Tauschgeschäfts mit E.ON erfassen. Wir halten es für unwahrscheinlich, dass dieser Fall eintritt, sehen aber ein großes Schadenspotenzial. Deshalb stufen wir das Risiko als hoch ein. In den Hintergrund getreten ist dafür das Marktwertisiko unserer Finanzbeteiligung an innogy. Dieses war im Vorjahr noch als „hoch“ eingestuft worden – und damit auch die finanzwirtschaftlichen Risiken insgesamt. Inzwischen erreichen die höchsten Risiken dieser Klasse nur noch die Kategorie „mittel“.

Im Folgenden erläutern wir unsere wesentlichen Risiken und Chancen und zeigen auf, mit welchen Maßnahmen wir der Gefahr negativer Entwicklungen begegnen.

- **Marktrisiken.** In den meisten Ländern, in denen wir aktiv sind, ist der Energiesektor durch freie Preisbildung gekennzeichnet. Fallende Notierungen an den Stromgroßhandelsmärkten können dazu führen, dass Kraftwerke oder zu Fixpreisen abgeschlossene Strombezugsverträge an Wirtschaftlichkeit einbüßen und gegebenenfalls sogar unrentabel werden. Möglicherweise müssen wir dann außerplanmäßige Abschreibungen vornehmen oder Rückstellungen bilden. Die Stromgroßhandelspreise in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten Deutschland, Großbritannien und Niederlande haben sich seit 2016 wieder deutlich erhöht. Ausschlaggebend dafür war eine Erholung der Preise für Rohstoffe, insbesondere für Steinkohle und Gas. Auch CO₂-Emissionsrechte sind wesentlich teurer geworden. Nicht ausgeschlossen werden kann, dass der Trend abbricht und sich Strom wieder stark verbilligt. Zugleich sehen wir aber auch die Chance, dass die Stromgroßhandelspreise weiter steigen und sich die Kraftwerksmargen verbessern.

Neben den Brennstoffkosten sind auch die Stromnachfrage und die Höhe der zu ihrer Deckung verfügbaren Erzeugungskapazitäten maßgeblich für die Entwicklung der Stromgroßhandelspreise. Eine zunehmende Nutzung von Batterien könnte dazu führen, dass sich Haushalte mit Photovoltaikanlagen immer häufiger selbst mit Energie versorgen und dadurch der Bedarf an konventionell erzeugtem Strom sinkt. Eine Elektrifizierung des Wärme- und des Transportsektors würde dagegen zusätzliche Nachfrage schaffen. Auf der Angebotsseite wird der fortgesetzte Ausbau der erneuerbaren Energien die Stromgroßhandelspreise unter Druck setzen. Allerdings dürfte sich die gesicherte Erzeugungsleistung weiter verringern. Daher erwarten wir, dass es immer häufiger zu Knappheitsphasen mit hohen Strompreisen kommt, insbesondere in Deutschland.

Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir anhand aktueller Notierungen im Terminhandel und erwarteter Volatilitäten. 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. Wir wollen so die Folgen negativer Preisentwicklungen eindämmen.

Beim Management von Commodity-Preisrisiken übernimmt RWE Supply & Trading eine zentrale Rolle. Die Gesellschaft ist die Schnittstelle des Konzerns zu den weltweiten Großhandelsmärkten für Strom und Energierohstoffe. Sie vermarktet große Teile unserer Erzeugungsposition und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ein. Die Funktion von RWE Supply & Trading als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Risiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten einzugrenzen. Die Handelsgeschäfte dienen allerdings nicht ausschließlich der Risikominderung. In einem durch Risikolimits begrenzten 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 damit verbundenen Risiken 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.

Der VaR für Preisrisiken von Commodity-Positionen im Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading darf höchstens 40 Mio. € betragen. Im vergangenen Jahr belief er sich auf durchschnittlich 12 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €); der höchste Tageswert lag bei 19 Mio. € (Vorjahr: 15 Mio. €). Daneben gibt es Limite für die einzelnen Handelstische, die wir aus der oben genannten VaR-Obergrenze abgeleitet haben. Außerdem loten wir in Stresstests Extremszenarien aus, ermitteln deren möglichen Folgen auf die Ertragslage und steuern gegen, wenn wir Risiken als zu hoch erachten.

Das Management unseres Gasportfolios und das Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) ist seit Mitte 2017 in einer neuen Organisationseinheit bei der RWE Supply & Trading gebündelt. Für diese Aktivitäten haben wir eine VaR-Obergrenze von 12 Mio. € festgelegt; 2018 kamen wir auf einen Durchschnittswert von 4 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €); der höchste Tageswert lag bei 7 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €).

Mithilfe des VaR-Konzepts messen wir auch, wie stark sich Commodity-Preisrisiken, denen wir außerhalb des Handelsgeschäfts ausgesetzt sind, auf das bereinigte EBITDA des RWE-Konzerns auswirken können. Dazu ermitteln wir aus den Commodity-Risikopositionen der Einzelgesellschaften ein Gesamtrisiko. Dieses ergibt sich für RWE hauptsächlich aus der Stromproduktion. Da der Großteil unserer Erzeugungsposition für 2019 bereits vollständig abgesichert ist, verbleiben für dieses Jahr nur geringe Marktpreisrisiken. Chancen auf zusätzliche Erträge bieten sich dadurch, dass wir den Einsatz unserer Kraftwerke flexibel an kurzfristige Marktentwicklungen anpassen können.

Finanzinstrumente, die zur Absicherung von Commodity-Positionen dienen, werden teilweise durch den Ausweis bilanzieller Sicherungsbeziehungen im Konzernabschluss berücksichtigt. Dies gilt auch für Finanzinstrumente, mit denen wir Zins- und Währungsrisiken begrenzen. Nähere Ausführungen dazu finden Sie auf Seite 142 ff. im Anhang.

Im britischen Erzeugungsgeschäft hängt unsere Ertragslage nicht nur von der Entwicklung der Preise für Strom, Brennstoffe und Emissionsrechte ab, sondern auch von der Höhe der Prämien, die uns für die Teilnahme am nationalen Kapazitätsmarkt gezahlt werden. Die Kapazitätsvergütungen werden in jährlichen Auktionen ermittelt. Je nach Angebot und Nachfrage können sie erhebliche Unterschiede aufweisen. Bei den bisherigen Auktionen lag die Spanne zwischen 6,95 £/kW (2017/2018) und 22,50 £/kW (2020/2021; vor Inflationsanpassung). Wie auf Seite 36 f. erläutert, ist der britische Kapazitätsmarkt allerdings vorerst ausgesetzt und muss von der EU-Kommission neu genehmigt werden.

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

- **Regulatorische und politische Risiken.** Die Energieversorgung ist ein langfristiges Geschäft, und wer es betreibt, ist auf stabile, verlässliche Rahmenbedingungen angewiesen. Striktere Emissionsobergrenzen für den Stromsektor können zu massiven Ertragsausfällen führen, wenn die Übergangszeiträume zu kurz sind und Kraftwerke vorzeitig vom Netz genommen werden müssen. In der Braunkohlewirtschaft wären dann auch negative Auswirkungen auf die vorgelagerten Tagebaue möglich. Solche Risiken ergeben sich u. a. durch den deutschen Klimaschutzplan 2050. Danach muss der Energiesektor seine Emissionen bis 2030 um mehr als 60 % unter das Niveau von 1990 absenken. Dazu, wie dies im Einzelnen geschehen soll, hat die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ im Januar 2019 Empfehlungen vorgelegt (siehe Seite 33). Das Gremium spricht sich dafür aus, dass Deutschland bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigt. Bereits bis Ende 2022 sollen zusätzliche Anlagen stillgelegt oder für die Nutzung eines anderen Brennstoffs umgerüstet werden. Wir erwarten, dass die Bundesregierung die Kommissionsvorschläge aufgreift und die Schließung weiterer Braunkohleblöcke von uns verlangen wird. Prognosen über die Höhe und den zeitlichen Anfall der Belastungen, die dadurch auf uns zukommen, können wir erst machen, wenn die Bundesregierung nach Gesprächen mit uns konkrete Pläne vorlegt. Wann das der Fall sein wird, ist noch unklar. Wir gehen allerdings fest davon aus, adäquat für die Erlöseinbußen und zusätzlichen Kosten entschädigt zu werden. Darüber hinaus sehen wir die Chance, dass die Rahmenbedingungen für die Braunkohlewirtschaft verlässlicher werden.

In den Niederlanden strebt die neue Regierung einen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2030 an und hat dazu im Mai 2018 einen Gesetzesentwurf vorgelegt (siehe Seite 34). Demnach müssten wir unsere Kraftwerke Amer 9 und Eemshaven spätestens Ende 2024 bzw. Ende 2029 stilllegen oder vollständig auf die Verbrennung von Biomasse umrüsten. Eine parlamentarische Entscheidung darüber steht noch aus. Sollten die Regierungspläne umgesetzt werden, wäre mit erheblichen Ergebniseinbußen zu rechnen. Wir würden dann darauf hinwirken, dass uns eine angemessene Entschädigung gewährt wird, und gegebenenfalls rechtliche Schritte einleiten.

Neben dem Kohleausstieg beabsichtigt die niederländische Regierung die Einführung einer CO₂-Steuer (siehe Seite 34). Die Abgabe soll das Europäische Emissionshandelssystem ergänzen und sicherstellen, dass die Bepreisung des Kohlendioxid-Ausstoßes von Kraftwerken ein bestimmtes Mindestniveau hat. Für die niederländischen Kraftwerksbetreiber können sich daraus erhebliche Nachteile ergeben. Außerdem besteht die Gefahr einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit. Im Dialog mit der Politik haben die Energieunternehmen auf diese Gefahren und das bereits hohe Preisniveau im europäischen Emissionsrechtehandel hingewiesen. Trotzdem ließ sich die Politik nicht von dem Vorhaben abbringen. Allerdings will sie nun niedrigere Preisuntergrenzen festlegen. Auch in Deutschland, wo das Thema zurzeit nicht auf der politischen Agenda steht, treten wir dafür ein, dass auf Zusatzbelastungen der Versorger durch nationale CO₂-Abgaben verzichtet wird.

Risiken sind wir auch in der Kernenergie ausgesetzt, allerdings in wesentlich geringerem Umfang als früher. Seit wir Mitte 2017 den deutschen Kernenergiefonds dotiert haben, trägt der Staat die Gesamtverantwortung für die Zwischen- und Endlagerung. Aus den Entsorgungsaufgaben, die in unserem Zuständigkeitsbereich verblieben sind, ergeben sich für uns aber weiterhin Kostenrisiken. Beispielsweise lässt sich nicht ausschließen, dass der Rückbau der Kernkraftwerke teurer wird als veranschlagt und wir dementsprechend höhere Rückstellungen bilden müssen. Ebenso sehen wir aber auch die Chance von Synergien und Kosteneinsparungen. Ein weiteres Risiko besteht darin, dass verschärfte Sicherheitsanforderungen eine rentable Weiterführung der noch in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke erschweren oder unmöglich machen. Da die bestehenden Regelungen in Deutschland bereits sehr streng sind, halten wir dies aber für unwahrscheinlich.

Im November 2018 hat das Gericht der Europäischen Union die von der EU-Kommission erteilte Genehmigung für den britischen Kapazitätsmarkt aufgehoben, weil ihr keine umfassende Untersuchung vorausgegangen war. Bis diese nachgeholt worden ist, dürfen keine Kapazitätszahlungen mehr geleistet werden, auch nicht im Rahmen bestehender Vereinbarungen. Wir mussten dadurch 2018 eine EBITDA-Einbuße von rund 50 Mio. € hinnehmen und planen für 2019 erst einmal keine Kapazitätsprämien ein. Theoretisch möglich ist, dass die Zahlungen nicht oder nur

mit großer Verzögerung wieder aufgenommen werden. Ebenso besteht die Chance, dass die EU-Kommission ihre Untersuchung noch im laufenden Jahr abschließen kann und den Kapazitätsmarkt nachträglich genehmigt. Im günstigsten Fall würden die Kapazitätszahlungen unverzüglich wieder aufgenommen und die ausgefallenen Prämien rückwirkend erstattet.

Auch innerhalb des bestehenden regulatorischen Rahmens sind wir Risiken ausgesetzt, z. B. bei Genehmigungen für den Bau und Betrieb von Produktionsanlagen. Dies betrifft vor allem unsere Tagebaue und Kraftwerke. Hier besteht die Gefahr, dass Genehmigungen verspätet oder gar nicht erteilt werden und dass bereits erteilte Genehmigungen vorübergehend oder endgültig entzogen werden. Ein Beispiel dafür ist der vom Oberverwaltungsgericht Münster verfügte vorläufige Stopp der Rodung des Hambacher Forstes. Wie auf Seite 36 dargelegt, wird das unsere Ertragslage in der Braunkohleverstromung voraussichtlich auf mehrere Jahre hinaus belasten. Wir setzen uns dafür ein, dass die anhängigen Verfahren möglichst schnell abgeschlossen und die Verzögerungen im Tagebaubetrieb in Grenzen gehalten werden. Allerdings ist inzwischen damit zu rechnen, dass sich die Bundesregierung einschaltet und eine politische Lösung anstrebt. Damit würde sie an den Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Beschäftigung und Strukturwandel“ anknüpfen, die den Erhalt des Hambacher Forstes als wünschenswert bezeichnet hat.

Unsere regulatorischen und politischen Risiken stufen wir unverändert als „hoch“ ein. Die größte Bedeutung messen wir dabei den möglichen Belastungen bei, die durch einen beschleunigten Kohleausstieg, die Einführung von CO₂-Steuern und ein längeres oder dauerhaftes Rodungsverbot im Hambacher Forst auf uns zukommen können.

- **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 zum Verkaufszeitpunkt noch unbekannt sind. Die beschriebenen Absicherungsinstrumente sind beim Verkauf von Gesellschaften und Beteiligungen Standard.

Unsere rechtlichen Risiken bewegen sich maximal in der Kategorie „mittel“. Gegenüber dem Vorjahr hat sich dies bezüglich keine Veränderung ergeben.

- **Operative Risiken.** RWE betreibt technologisch komplexe und vernetzte Produktionsanlagen. Bei Bau- oder Modernisierungsmaßnahmen können Verzögerungen entstehen und die Kosten unplanmäßig steigen, 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 Vermögenswerte gezahlte Preis rückblickend als zu hoch erweisen. Möglicherweise sind die Rückflüsse aus Investitionen aber auch höher als ursprünglich angenommen. Mithilfe umfassender Analysen versuchen wir, die finanziellen und strategischen Auswirkungen von Transaktionen realitätsnah abzubilden. Außerdem gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse, die einzuhalten sind, wenn Investitionsentscheidungen vorbereitet und umgesetzt werden.

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.

Unsere operativen Risiken stufen wir wie im Vorjahr als „mittel“ ein.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken.** Die Entwicklung von Marktzinsen, Währungs- und Aktienkursen sowie Sicherheitsleistungen bei Termingeschäften können erheblichen Einfluss auf unsere Finanzlage haben. Wie bereits dargelegt, bestand unser größtes finanzwirtschaftliches Risiko bis Anfang 2018 darin, dass sich der Marktwert unseres Aktienpakets an innogy deutlich verringert. Durch den vereinbarten Verkauf der Beteiligung an E.ON zu einem vertraglich fixierten Preis hat dieses Risiko erheblich an Bedeutung verloren. Für die übrigen Aktien in unserem Finanzportfolio besteht die Gefahr von Wertverlusten allerdings uneingeschränkt fort. Der VaR für das Kursrisiko bei diesen Papieren (ohne innogy) betrug 2018 durchschnittlich 5 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €).

Zinsrisiken sind wir in mehrfacher Hinsicht ausgesetzt. Beispielsweise kann ein Anstieg der Marktzinsen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren in unserem Bestand sinken. Dies gilt in erster Linie für festverzinsliche Anleihen. Der VaR für das zinsbedingte Kursrisiko von Kapitalanlagen der RWE AG lag bei durchschnittlich 3 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €).

Steigen die Zinsen, dann 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. Der CFaR der RWE AG belief sich 2018 wie im Vorjahr auf durchschnittlich 3 Mio. €.

Das Marktzinsniveau beeinflusst außerdem die Höhe unserer Rückstellungen, da sich an ihm die Abzinsungsfaktoren für die Ermittlung der Verpflichtungsbarwerte orientieren. Das heißt: Unter sonst gleichen Bedingungen steigen die Rückstellungen, wenn die Marktzinsen fallen, und sie verringern sich, wenn die Marktzinsen steigen.

Wechselkursrisiken ergeben sich für uns vor allem wegen unserer Geschäftstätigkeit in Großbritannien. Außerdem werden Energieträger wie Kohle und Öl in US-Dollar gehandelt. Gesellschaften, die operativ von der RWE AG geführt werden, lassen von ihr auch die Währungsrisiken steuern. Die Konzernmutter aggregiert die Risiken zu einer Nettofinanzposition je Währung und sichert diese nötigenfalls ab. Der VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2018 im Durchschnitt bei unter 1 Mio. €. Auch der Vorjahreswert unterschritt diese Marke.

Sicherheiten, die bei Termintransaktionen zu stellen sind, können unsere Liquidität stark beeinflussen. Ihre Höhe wird dadurch bestimmt, wie stark die vertraglich vereinbarten Preise von den aktuellen Marktnotierungen abweichen. Diese Differenzen können erheblich sein, insbesondere in volatilen Märkten. Zuletzt waren bei einigen der für uns wichtigen Commodities deutliche Marktpreisschwankungen zu beobachten, insbesondere bei CO₂-Emissionsrechten. Diese Entwicklung birgt Risiken für uns. Allerdings steigt dadurch auch die Chance, hohe Sicherheitsleistungen von Kontraktpartnern zu erhalten – verbunden mit einer temporären Erhöhung des Eigenkapitals von RWE.

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 überwacht.

Zu welchen Konditionen wir uns am Fremdkapitalmarkt refinanzieren können, hängt u. a. davon ab, welche Bonität uns internationale Ratingagenturen bescheinigen. Wie auf Seite 53 erläutert, sehen Moody's und Fitch unsere langfristige Kreditwürdigkeit in der Kategorie „Investment Grade“, bei stabilem Ausblick. Allerdings besteht immer die Möglichkeit, dass die Agenturen ihre Einschätzungen ändern und unsere Bonitätsnote senken. Dadurch könnten zusätzliche Kosten anfallen, wenn wir Fremdkapital aufnehmen. Auch die Besicherung von Termingeschäften würde sich dadurch wahrscheinlich verteuern.

Wir ordnen unsere finanzwirtschaftlichen Risiken in die Kategorie „mittel“ ein, gegenüber „hoch“ im Vorjahr. Die Herabstufung ergibt sich aus der erläuterten Verringerung des Kurswertrisikos bei unserer innogy-Beteiligung.

- **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.

Bei außerbörslichen Handelsgeschäften vereinbaren wir Sicherheitsleistungen. Außerdem greifen wir auf Rahmenverträge zurück, z. B. den der European Federation of Energy Traders (EFET). Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag für Finanztermingeschäfte oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Unsere Risiken aus der Bonität von Geschäftspartnern gehen nach wie vor nicht über die Kategorie „mittel“ hinaus.

- **Sonstige Risiken.** Zu dieser Risikoklasse gehören u. a. Reputationsrisiken und Risiken aus Compliance-Verstößen oder kriminellen Handlungen. Ferner zählt dazu die Möglichkeit, dass geplante Akquisitionen oder Desinvestitionen nicht zustande kommen, etwa wegen regulatorischer Hürden. Unser größtes Einzelrisiko in dieser Risikoklasse besteht derzeit in einem möglichen Scheitern des geplanten Tauschgeschäfts mit E.ON. Durch intensiven Dialog mit den beteiligten Parteien und sorgfältige Vorbereitung und Begleitung der Genehmigungsprozesse wirken wir darauf hin, dass die Transaktion wie geplant zustande kommt. Auch nach Abschluss des Tauschgeschäfts sind negative Entwicklungen möglich. Beispielsweise könnte sich die Integration der Geschäftsteile, die wir von E.ON übernehmen oder aus dem innogy-Portfolio zurückerhalten, schwieriger gestalten als angenommen. Daneben besteht die Möglichkeit, dass die operative Entwicklung dieser Aktivitäten hinter den Erwartungen zurückbleibt. Wir wirken schon jetzt im Rahmen des rechtlich Möglichen darauf hin, dass die Integration der neuen Geschäftsteile in den RWE-Konzern gelingt, und haben bereits die ersten personellen und organisatorischen Weichen dafür gestellt, dass die Aktivitäten auch künftig erfolgreich geführt werden.

Trotz rechtlicher und wirtschaftlicher Unwägbarkeiten halten wir es für unwahrscheinlich, dass das Tauschgeschäft mit E.ON scheitert. Sollte dieser Fall dennoch eintreten, hätte dies erhebliche negative Konsequenzen. Daher bewerten wir das Transaktionsrisiko als hoch – und damit auch die „sonstigen Risiken“ insgesamt (Vorjahr: „gering“).

- **Risiken der fortgeführten innogy-Aktivitäten.** Wie bereits erläutert, steuert unsere Tochter innogy ihre Risiken in eigener Regie. Die Konzernmutter RWE AG wird von ihr im Halbjahresrhythmus über die Risikolage informiert. Bei einem plangemäßen Vollzug des Tauschgeschäfts mit E.ON haben Risiken und Chancen, die die für E.ON bestimmten Geschäftsteile von innogy betreffen, keine Auswirkungen mehr auf RWE, weil die Aktivitäten mit ökonomischer Rückwirkung zum 1. Januar 2018 übertragen werden. Weiterhin von Bedeutung für uns sind Entwicklungen bei innogy, die das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, den Gasspeichern und der Minderheitsbeteiligung an der österreichischen Kelag betreffen.

Die Ertragslage im Geschäft mit den erneuerbaren Energien hängt in hohem Maße von den staatlichen Fördersystemen ab. Hier besteht das Risiko, dass sich die erzielbaren Vergütungen verringern und neue Projekte nicht mehr attraktiv sind. Investitionsvorhaben müssen dann möglicherweise abgebrochen werden. Bei bestehenden Erzeugungseinheiten lässt sich nicht gänzlich ausschließen, dass die Förderung nachträglich gekürzt wird. Soweit die Erlöse dieser Anlagen von den Stromgroßhandelspreisen mitbestimmt werden, unterliegen sie auch dem Risiko ungünstiger Marktentwicklungen. Dies betrifft u. a. Windparks, deren Förderung ausgelaufen ist. Bei Eintreten solcher Risiken ist es möglich, dass Anlagen außerplanmäßig abgeschrieben oder unter Buchwert veräußert werden. Allerdings könnten sie bei steigenden Stromgroßhandelspreisen auch unerwartet hohe Renditen erwirtschaften.

Im Gasspeichergeschäft hängen die erzielbaren Margen u. a. von saisonalen Unterschieden beim Gaspreis ab. Sind die Unterschiede groß, lassen sich hohe Erträge erzielen. Dagegen können rückläufige Preisdifferenzen zu Ergebniseinbußen und außerplanmäßigen Abschreibungen führen.

innogy beobachtet diese und ihre übrigen Risiken kontinuierlich und ergreift nötigenfalls gegensteuernde Maßnahmen. In ihrem aktuellen Geschäftsbericht stellt die Gesellschaft ihr Risikomanagementsystem dar und informiert über ihre wesentlichen Risiken und Chancen.

Risiko- und Chancensituation von RWE: Gesamtbeurteilung durch die Unternehmensleitung. Wie die Ausführungen in diesem Kapitel zeigen, ist die Risikolage von RWE maßgeblich von den wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON geprägt. Regulatorische Risiken ergeben sich u. a. aus den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“. Wir gehen davon aus, dass die Bundesregierung die Vorschläge aufgreifen wird und dass wir deshalb weitere Braunkohleblöcke vorzeitig stilllegen müssen. Allerdings gehen wir fest davon aus, adäquat für die wirtschaftlichen Belastungen entschädigt zu werden. Darüber hinaus sehen wir die Chance, dass die Rahmenbedingungen für die Braunkohlewirtschaft verlässlicher werden. Regulatorische Risiken bestehen auch außerhalb Deutschlands. Zu nennen ist hier die Unsicherheit über die Fortführung des britischen Kapazitätsmarktes. Auch die Pläne der niederländischen Regierung, in der kommenden Dekade aus der Kohleverstromung auszusteigen und nationale CO₂-Mindestpreise festzulegen, bergen Risiken für uns. Im Dialog mit der Politik sensibilisieren wir für die Folgen solcher Eingriffe und treten für einen verlässlichen regulatorischen Rahmen ein. Wesentliche Risiken aus dem bevorstehenden EU-Austritt Großbritanniens sehen wir für RWE derzeit nicht, auch nicht bei einem ungeordneten Brexit.

Erheblichen Einfluss auf unsere Ertragslage haben die Marktbedingungen in der Stromerzeugung. Die deutschen Stromgroßhandelspreise liegen heute deutlich über dem Rekordtief zu Beginn des Jahres 2016, u. a. weil sich Brennstoffe wie Steinkohle und Erdgas verteuert haben. Sollten sich diese Trends wieder umkehren und die Strompreise erneut stark nachgeben, sind erhebliche Ertragseinbußen möglich, eventuell verbunden mit Herabstufungen unseres Kreditratings und zusätzlichen Kosten für die Besicherung von Handelsgeschäften. Allerdings besteht auch die Chance, dass die Strompreise weiter steigen und sich die Kraftwerksmargen verbessern. Eine solche Entwicklung kann in Deutschland auch dann eintreten, wenn der Kernenergieausstieg und weitere Kraftwerksschließungen dazu führen, dass die zuverlässig verfügbaren Erzeugungskapazitäten knapper werden.

Durch das geplante Tauschgeschäft mit E.ON werden wir uns operativ breiter aufstellen und können damit Risiken in der konventionellen Stromerzeugung besser abfedern. Die Transaktion macht uns auch finanziell schlagkräftiger. Ihr Scheitern wäre deshalb negativ zu bewerten. Wir sind zuversichtlich, das Tauschgeschäft noch im laufenden Jahr abschließen zu können.

Mit ehrgeizigen Effizienzsteigerungsprogrammen, strikter Investitionsdisziplin und dem Börsengang von innogy haben wir den RWE-Konzern auf ein solides finanzielles Fundament gestellt. Indem wir die Auswirkungen von Risiken auf unsere Liquidität analysieren und eine konservative Finanzierungsstrategie verfolgen, gewährleisten wir, 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 das Debt-Issuance-Programm, das Commercial-Paper-Programm und die syndizierte 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 §§ 289 Abs. 4 und 315 Abs. 4 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen ihrer Adressaten haben. Unser rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (kurz: IKS) zielt darauf ab, Fehler und Falschdarstellungen zu vermeiden, die sich aus der Nichteinhaltung von Rechnungslegungsvorschriften ergeben können. Fundament des IKS sind die im RWE-Verhaltenskodex formulierten Grundsätze – allen voran der Anspruch, vollständig, sachlich, korrekt, verständlich und zeitnah zu informieren – sowie unsere konzernweit geltenden Richtlinien. Darauf aufbauend sollen Mindestanforderungen an die rechnungslegungsbezogenen IT-Systeme dafür sorgen, dass Daten zuverlässig erhoben und verarbeitet werden.

Der RWE AG obliegt es, das IKS auszugestalten und zu überwachen. Diese Aufgaben werden vom Rechnungswesen wahrgenommen. Außerdem gibt es dazu ein konzernweit gültiges Regelwerk. Überdies haben wir ein IKS-Komitee eingerichtet, das darauf hinwirkt, dass das IKS im gesamten Konzern mit hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz und nach einheitlichen Grundsätzen „gelebt“ wird. Die Mitglieder dieses Komitees sind Vertreter der Bereiche Rechnungswesen, Controlling & Risikomanagement und Interne Revision & Compliance sowie Verantwortliche aus den Funktionen Personal, Einkauf, Handel, Finanzen, Steuern und IT, die eine wichtige Rolle für die Rechnungslegung spielen.

Jedes Jahr unterziehen wir das IKS einer umfassenden Prüfung. 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. Beziehen sich die IKS-Prüfungen auf rechnungslegungsbezogene Prozesse, z. B. den Eingang und die Bearbeitung von Rechnungen in unserem Dienstleistungszentrum in Krakau, die Aufstellung von Einzelabschlüssen oder die Konsolidierung, werden sie von Mitarbeitern aus dem Rechnungswesen durchgeführt. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT dokumentieren die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Darüber hinaus sind die Interne Revision und externe Wirtschaftsprüfungsgesellschaften in die IKS-Prüfung eingebunden. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in einem Bericht an den Vorstand der RWE AG dokumentiert. Bei der Überprüfung, die wir 2018 vorgenommen haben, hat sich das IKS erneut als wirksam erwiesen.

Unsere IKS-Prüfungen beziehen sich auf den RWE-Konzern ohne die innogy SE und ihre Tochtergesellschaften. Allerdings wenden diese den oben beschriebenen Prozess analog an. Die dabei erzielten Ergebnisse fließen in die Einschätzung des IKS der RWE AG ein.

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 Abschlüsse 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 dazu vor.

1.14 PROGNOSEBERICHT

Im Geschäftsjahr 2019 werden sich die Margen unserer Kraftwerke voraussichtlich etwas verbessern. Außerdem ist mit einer deutlich höheren Stromerzeugung aus Windkraft zu rechnen – und damit einem deutlichen Ergebnisanstieg im Erneuerbare-Energien-Geschäft unserer Tochter innogy. Allerdings erwarten wir auch Belastungen, u. a. durch den vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst und die Aussetzung der Zahlungen im britischen Kapazitätsmarkt. Nach aktueller Planung wird unser diesjähriges bereinigtes EBITDA bei 1,4 bis 1,7 Mrd. € liegen. Diese Prognose bezieht sich auf die fortgeführten Aktivitäten von RWE. Wir sind zuversichtlich, das Tauschgeschäft mit E.ON im laufenden Jahr abschließen zu können. Potenzielle Ergebniseffekte aus dem Vollzug der Transaktion haben wir im Ausblick aber noch nicht berücksichtigt.

Experten rechnen mit schwächerem Wachstum. Nach ersten Prognosen wird das globale Wirtschaftswachstum 2019 ca. 2,5 % betragen und damit niedriger sein als im vergangenen Jahr. Auch im Euroraum haben sich die Konjunkturaussichten eingetrübt: Die Wirtschaftsleistung soll hier um etwa 1,5 % steigen. Für Deutschland rechnen Experten mit einem ähnlichen Wert, während das Wachstum in den Niederlanden wohl erneut über dem Durchschnitt der Euroländer liegen dürfte. Die Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts von Großbritannien hängt stark davon ab, ob es einen geordneten Brexit gibt. Falls ja, könnte das Land ein Plus von 1,5 % erreichen.

Stromverbrauch in Deutschland und Großbritannien voraussichtlich stabil. Unsere Prognose zum diesjährigen Stromverbrauch leitet sich aus der angenommenen konjunkturellen Entwicklung ab. Sollte die Wirtschaft im erwarteten Ausmaß wachsen, dürfte die Stromnachfrage in Deutschland und Großbritannien in etwa stabil bleiben. Den positiven Konjunkturimpulsen stehen dabei voraussichtlich wieder

dämpfende Effekte aus Energieeinsparungen gegenüber. Für die Niederlande erwarten wir wegen des etwas stärkeren Wirtschaftswachstums einen leichten Anstieg des Stromverbrauchs.

Stromproduktion für 2019 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft. Die künftige Entwicklung der Commodity-Preise hängt von einer Vielzahl kaum prognostizierbarer Faktoren ab. Auf unsere diesjährige Ertragslage hätte sie ohnehin nur geringen Einfluss, denn wir haben unsere Stromproduktion für 2019 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte preislich abgesichert. Diese Transaktionen sind mit bis zu dreijährigem Vorlauf getätigt worden. Die dabei realisierten Stromnotierungen spiegeln das heutige, gegenüber 2016 stark erhöhte Marktpreisniveau deshalb noch nicht wider. Für den Strom unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke, den wir besonders früh auf Termin verkauft haben, liegt der für 2019 realisierte Preis geringfügig über dem Vorjahreswert.

Ausblick zum bereinigten EBITDA in Mio. €	Ist 2018	Prognose 2019
RWE-Konzern	1.538	1.400–1.700
Davon:		
Braunkohle & Kernenergie	356	300–400
Europäische Stromerzeugung	334	250–350
Energiehandel	183	100–300
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	699	800–900

Bereinigtes EBITDA 2019: Bandbreite von 1,4 bis 1,7 Mrd. € erwartet. Der Aufwärtstrend bei den realisierten Strompreisen wird die Ertragslage 2019 positiv beeinflussen. Im Erneuerbare-Energien-Geschäft ist mit zusätzlichen Erträgen durch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten zu rechnen; bei einer Normalisierung der Windverhältnisse würde sich auch der Ergebnisbeitrag der bestehenden Anlagen erhöhen. Belastungen ergeben sich aus den Gerichtsentscheidungen zum Hambacher Forst und zum britischen Kapazitätsmarkt (siehe Seite 36 f.).

Nach unserer aktuellen Planung für 2019 wird das bereinigte EBITDA des RWE-Konzerns in einer Bandbreite von 1,4 bis 1,7 Mrd. € liegen (Vorjahr: 1,5 Mrd. €). Bei Abschreibungen von voraussichtlich rund 1 Mrd. € ergibt sich für das bereinigte EBIT eine Größenordnung von 0,4 bis 0,7 Mrd. €. Wie schon an anderer Stelle erwähnt, werden bei der Bereinigung von EBITDA und EBIT wesentliche nicht operative und aperiodische Effekte herausgerechnet. Diese ordnen wir dem neutralen Ergebnis zu, über dessen Einzelkomponenten wir in der Ist-Berichterstattung auf Seite 47 informieren.

Die genannten Prognosewerte beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten. Potenzielle Ergebniseffekte aus dem erwarteten Vollzug der Transaktion mit E.ON, der noch 2019 stattfinden soll, sind hier nicht berücksichtigt. Das Veräußerungsergebnis aus dieser Transaktion würden wir im neutralen Ergebnis erfassen. Ebenfalls außer Betracht gelassen haben wir einen möglichen Kohleausstiegsbeschluss der Bundesregierung, denn die Auswirkungen können derzeit nicht verlässlich abgeschätzt werden. Im Übrigen unterstellen wir, dass die Prämienzahlungen im britischen Kapazitätsmarkt im laufenden Jahr (noch) nicht wieder aufgenommen werden.

Auf Ebene der Segmente erwarten wir folgende Ergebnisentwicklung:

- **Braunkohle & Kernenergie:** Das bereinigte EBITDA dürfte sich hier in einer Bandbreite von 300 bis 400 Mio. € bewegen. Wie schon erwähnt, haben wir unsere diesjährige Stromerzeugung bereits größtenteils am Markt platziert. Die dabei erzielten Margen sind insgesamt etwas höher als die für 2018. Dagegen wird der vorläufige Rodungsstopp im Hambacher Forst das Ergebnis mindern: Für den Zeitraum von 2019 bis 2021 veranschlagen wir Belastungen von 100 bis 200 Mio. € pro Jahr. Dank optimierter Betriebsabläufe sind wir zuversichtlich, dass die Ergebniseinbuße 2019 am unteren Ende der genannten Spanne liegen wird.
- **Europäische Stromerzeugung:** Das bereinigte EBITDA des Segments veranschlagen wir auf 250 bis 350 Mio. €. Dabei unterstellen wir, dass wir in Großbritannien im gesamten Jahr keine Kapazitätsprämien erhalten werden. Bei früheren Auktionen waren uns für 2019 rund 180 Mio. € zugesagt worden, die wir wegen der Aussetzung des Kapazitätsmarktes nun nicht mehr einplanen.
- **Energiehandel:** Wir gehen davon aus, in diesem Segment auf lange Sicht ein durchschnittliches bereinigtes EBITDA in der Größenordnung von 200 Mio. € pro Jahr erzielen zu können. Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird dabei ein Korridor von 100 bis 300 Mio. € eingehalten. Das ist auch unsere Erwartung für 2019.
- **Fortgeführte innogy-Aktivitäten:** Das bereinigte EBITDA dieses Segments wird voraussichtlich zwischen 800 und 900 Mio. € liegen. Gegenüber dem Vorjahreswert (699 Mio. €) wäre das ein deutliches Plus, das im Wesentlichen dem Erneuerbare-Energien-Geschäft zuzuordnen ist. Unter der Voraussetzung, dass die Windverhältnisse 2019 dem langjährigen Durchschnitt entsprechen, werden die britischen

und mitteleuropäischen Windparks wesentlich besser ausgelastet sein als 2018. Auch die Fertigstellung neuer Erzeugungskapazitäten wird sich positiv auf die Ertragslage auswirken. Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht mit festen Einspeisevergütungen gefördert werden, dürften zudem von den gestiegenen Notierungen im Stromgroßhandel profitieren.

Investitionen für 2019 deutlich über Vorjahr. Nach aktueller Planung werden die Investitionen im laufenden Geschäftsjahr wohl deutlich höher ausfallen als 2018 (1,3 Mrd. €). Einen deutlichen Anstieg erwarten wir bei den fortgeführten innogy-Aktivitäten (Vorjahr: 0,7 Mrd. €); hier wird der Bau des britischen Offshore-Windparks Triton Knoll und des australischen Solarkraftwerks Limondale zu Mehrausgaben führen. In der konventionellen Stromerzeugung veranschlagen wir Sachanlageinvestitionen in einer Größenordnung von 0,5 Mrd. €, die in erster Linie der Instandhaltung und Modernisierung von Kraftwerken und Tagebauen dienen. Ein kleinerer Teil der Mittel ist auch für Wachstumsprojekte bestimmt, z. B. die Umrüstung unserer niederländischen Steinkohlekraftwerke für die Mitverbrennung von Biomasse.

Deutlicher Anstieg der Nettoschulden erwartet. Die Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten des RWE-Konzerns, die Ende 2018 bei 4,4 Mrd. € lagen, werden sich im laufenden Geschäftsjahr voraussichtlich deutlich erhöhen. Wie auf Seite 53 erläutert, war das vergangene Jahr durch hohe Mittelzuflüsse aus Sicherheitsleistungen geprägt, die Termingeschäfte mit CO₂-Zertifikaten und anderen Commodities betrafen. Mit der Realisierung der Kontrakte, die zum Teil 2019 fällig werden, kehren sich die Effekte wieder um. Auch die verstärkte Investitionstätigkeit wird sich in den Nettoschulden widerspiegeln.

Prognose für den RWE-Konzern mit innogy als reiner Finanzbeteiligung. Für Steuerzwecke nutzen wir auch Konzernzahlen, in denen innogy als reine Finanzbeteiligung erfasst ist. In der Gewinn- und Verlustrechnung ist unsere Tochter dabei lediglich mit der RWE zustehenden Dividende berücksichtigt. Nähere Angaben dazu, wie diese Zahlen berechnet werden, finden Sie auf Seite 58. Unser bereinigtes EBITDA wird sich bei Anwendung dieser Methode im Geschäftsjahr 2019 auf voraussichtlich 1,2 bis 1,5 Mrd. € belaufen (Vorjahr: 1,5 Mrd. €); das um aperiodische und nicht operative Effekte bereinigte Nettoergebnis veranschlagen wir auf 0,3 bis 0,6 Mrd. € (Vorjahr: 0,6 Mrd. €).

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 2019

Der Vorstand



Schmitz



Krebber

03

Konzernabschluss

3.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang)	2018	2017 ¹
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	13.529	13.953
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	141	131
Umsatzerlöse	(1)	13.388	13.822
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	931	3.256
Materialaufwand	(3)	10.237	10.029
Personalaufwand	(4)	1.895	1.848
Abschreibungen	(5), (10)	948	1.330
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	950	1.909
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7), (12)	211	137
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	-42	20
Finanzerträge	(8)	472	1.545
Finanzaufwendungen	(8)	881	1.608
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern		49	2.056
Ertragsteuern	(9)	103	333
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		-54	1.723
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten		1.127	592
Ergebnis		1.073	2.315
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		679	373
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		59	42
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		335	1.900
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(25)	0,54	3,09
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €		-0,32	2,77
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €		0,86	0,32

¹ Angepasste Vorjahreswerte

3.2 GESAMTERGEBNISRECHNUNG

Beträge nach Steuern – in Mio. €	(s. Anhang)	2018	2017
Ergebnis		1.073	2.315
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		– 1.183	1.346
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12)	13	– 85
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten		– 105	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		– 1.275	1.261
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(20)	– 8	174
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(26)		44
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten		– 18	
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(26)	3.170	818
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12), (20)	– 1	– 15
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind		3.143	1.021
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		1.868	2.282
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		2.941	4.597
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		2.350	3.996
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		59	42
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		532	559

3.3 BILANZ

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2018	31.12.2017
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	2.193	12.383
Sachanlagen	(11)	12.409	24.947 ¹
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(12)	1.467	2.846
Übrige Finanzanlagen	(13)	400	1.109
Finanzforderungen	(14)	110	359
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	946	1.187
Ertragsteueransprüche		246	236
Latente Steuern	(16)	824	2.627
		18.595	45.694
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(17)	1.631	1.924
Finanzforderungen	(14)	2.782	1.745
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		1.963	5.405
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	7.408	4.892
Ertragsteueransprüche		101	445
Wertpapiere	(18)	3.609	4.893
Flüssige Mittel	(19)	3.523	3.933
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		40.496	128
		61.513	23.365
		80.108	69.059
Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2018	31.12.2017
Eigenkapital	(20)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		8.736	6.759
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		940	940
Anteile anderer Gesellschafter		4.581	4.292
		14.257	11.991
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	15.863	19.249
Finanzverbindlichkeiten	(23)	1.998	14.414
Übrige Verbindlichkeiten	(24)	508	2.393
Latente Steuern	(16)	1.638	718
		20.007	36.774
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	2.615	5.137
Finanzverbindlichkeiten	(23)	766	2.787
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		2.429	5.077
Ertragsteuerverbindlichkeiten		38	100
Übrige Verbindlichkeiten	(24)	7.200	7.082
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		32.796	111
		45.844	20.294
		80.108	69.059

1 Anpasster Wert aufgrund der Zurechnung von Investment Property (Buchwert zum 31.12.2017: 43 Mio. €) zu den Sachanlagen

3.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 29)	2018	2017 ¹
Ergebnis		- 54	1.723
Abschreibungen/Zuschreibungen		958	968
Veränderung der Rückstellungen		-418	-6.878
Veränderung der latenten Steuern		-97	81
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-6	-90
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		-245	225
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		4.473	200
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		4.611	-3.771
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		2.037	2.017
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		6.648	-1.754
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen			
Investitionen		-1.050	-685
Einnahmen aus Anlagenabgängen		35	168
Akquisitionen/Beteiligungen			
Investitionen		-196	-217
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		39	66
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		-1.704	4.442
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (vor Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-2.876	3.774
Erst-/Nachdotierung von Planvermögen		-123	-24
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-2.999	3.750
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		-1.405	-1.059
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		-4.404	2.691
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		721	-5
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-1.025	-159
Aufnahme von Finanzschulden		1.580	130
Tilgung von Finanzschulden		-2.835	-963
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		-1.559	-997
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		569	-539
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		-990	-1.536
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		1.254	-599
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		13	-19
Veränderung der flüssigen Mittel		1.267	-618
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		3.958	4.576
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen		25	
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.933	4.576
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		5.225	3.958
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen		1.702	25
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.523	3.933

¹ Angepasste Vorjahreswerte

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	Gesamt
				Unterschied aus der Währungs-umrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
					Zur Veräußerung verfügbar¹ / Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	In Sicherungsbeziehung				
(s. Anhang, 20)										
Stand: 01.01.2017	1.574	2.385	-652	165	59	-777	2.754	942	4.294	7.990
Kapitalauszahlung									-45	-45
Dividendenzahlungen²			-5				-5	-60	-480	-545
Ergebnis			1.900				1.900	42	373	2.315
Other Comprehensive Income			1.110	139	34	813	2.096		186	2.282
Total Comprehensive Income			3.010	139	34	813	3.996	42	559	4.597
Übrige Veränderungen			14				14	16	-36	-6
Stand: 31.12.2017	1.574	2.385	2.367	304	93	36	6.759	940	4.292	11.991
Erstanwendung IFRS 9			47		-62		-15		-4	-19
Erstanwendung IFRS 15			-21				-21		-5	-26
Stand: 01.01.2018	1.574	2.385	2.393	304	31	36	6.723	940	4.283	11.946
Kapitalauszahlung									-29	-29
Dividendenzahlungen²			-922				-922	-60	-506	-1.488
Ergebnis			335				335	59	679	1.073
Other Comprehensive Income			-1.126	-19	-14	3.174	2.015		-147	1.868
Total Comprehensive Income			-791	-19	-14	3.174	2.350	59	532	2.941
Übrige Veränderungen			459			126	585	1	301	887
Stand: 31.12.2018	1.574	2.385	1.139	285	17	3.336	8.736	940	4.581	14.257

1 Letztmaliger Ausweis von Veränderungen der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ gemäß IAS 39 im Geschäftsjahr 2017. Seit dem Geschäftsjahr 2018 werden aufgrund der Anwendung von IFRS 9 stattdessen Veränderungen der Kategorie „Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente“ ausgewiesen.

2 Nach Umgliederung von nicht beherrschenden Anteilen in die übrigen Verbindlichkeiten gemäß IAS 32 bzw. in die zur Veräußerung bestimmten Verbindlichkeiten

3.6 ANHANG

Allgemeine Grundlagen

Die RWE AG mit Sitz in der Altenessener Straße 35 in 45141 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“). RWE ist ein Strom- und Gasanbieter in Europa.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018 ist am 27. Februar 2019 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 § 315e 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 2018.

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.

Assoziierte Unternehmen sind solche Gesellschaften, bei denen die RWE AG aufgrund einer Stimmrechtsquote von 20 % bis 50 % oder aufgrund vertraglicher Vereinbarungen einen maßgeblichen Einfluss ausübt. Bei der Klassifizierung gemeinsamer Vereinbarungen, die als eigenständige Vehikel strukturiert sind, als gemeinschaftliche Tätigkeit oder als Gemeinschaftsunternehmen werden neben der Rechtsform und den vertraglichen Vereinbarungen auch sonstige Sachverhalte und Umstände berücksichtigt, insbesondere Lieferbeziehungen zwischen der gemeinsamen Vereinbarung und den daran beteiligten Parteien.

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen, an gemeinschaftlichen Tätigkeiten oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IFRS 9 bilanziert.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 160 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 vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2018	142	199	341
Erstkonsolidierungen	6	63	69
Entkonsolidierungen	-3	-10	-13
Verschmelzungen	-4	-37	-41
Stand: 31.12.2018	141	215	356

Anzahl at-Equity-bilanzierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2018	72	18	90
Erwerbe		2	2
Sonstige Veränderungen	-63	-8	-71
Stand: 31.12.2018	9	12	21

Die Anzahl der at-Equity-bilanzierten Unternehmen verringert sich im Wesentlichen aufgrund des mit E.ON vereinbarten Tauschgeschäfts und der damit verbundenen Zuordnung zu den „nicht fortgeführten Aktivitäten“.

Zudem werden sechs (Vorjahr: sechs) Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet. Davon ist Greater Gabbard Offshore Winds Limited, 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 (inkl. Grünstromzertifikate). Der Windpark ist ein wesentlicher Bestandteil des Offshore-Portfolios des Segments Fortgeführte innogy-Aktivitäten.

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

Insgesamt wurden durch Anteilsverkäufe, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führten, Veräußerungsergebnisse in Höhe von -46 Mio. € im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst (Vorjahr: 19 Mio. €). Davon entfielen im Vorjahr 14 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 27 Mio. € (Vorjahr: 159 Mio. €) entrichtet und Verkaufspreise in Höhe von 13 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) erzielt. Die Verkaufspreise wurden wie im Vorjahr ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet. Die Kaufpreise wurden im Berichtsjahr vollständig in Zahlungsmitteln entrichtet. Im Vorjahr wurden die Kaufpreise in Höhe 134 Mio. € in Zahlungsmitteln entrichtet; in Höhe von 25 Mio. € wurden Verbindlichkeiten übernommen. Damit verbunden wurden im Vorjahr flüssige Mittel (ohne Berücksichtigung von „Zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten“) in Höhe von 25 Mio. € erworben und in Höhe von 5 Mio. € veräußert.

Veräußerungen

Mátra

Mitte Dezember 2017 hat RWE Power die ungarische Gesellschaft Mátra Erőmű ZRt. (Mátra) an ein Konsortium verkauft. Die Transaktion wurde im März 2018 abgeschlossen. Mátra war dem Segment Braunkohle & Kernenergie zugeordnet. Zum 31. Dezember 2017 wurden die Vermögenswerte und Schulden dieser Gesellschaft als „Zur Veräußerung bestimmt“ in der Bilanz ausgewiesen. Der Entkonsolidierungsverlust beträgt 46 Mio. € und wurde in den sonstigen betrieblichen Aufwendungen erfasst.

Triton Knoll

Am 13. September 2018 hat innogy 41 % der Anteile an dem britischen Offshore-Windprojekt Triton Knoll veräußert, an dem innogy bis zu diesem Zeitpunkt als Alleineigentümer beteiligt war. Die Veräußerung führte zu einer Erhöhung des Eigenkapitals der Aktionäre der RWE AG um 472 Mio. €. Nach der Anteilsveräußerung hält innogy 59 % der Anteile und hat damit unverändert Beherrschung über das Projekt. Triton Knoll ist dem Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten zugeordnet.

Nicht fortgeführte Aktivitäten

Tauschgeschäft mit E.ON

Die RWE AG und die E.ON SE haben am 12. März 2018 vertraglich vereinbart, im Rahmen eines weitreichenden Tauschs von Geschäftsanteilen und Beteiligungen den von RWE gehaltenen Mehrheitsanteil von 76,8 % an innogy auf E.ON zu übertragen. Die langfristig auf E.ON zu übertragenden Teile von innogy werden seit dem 30. Juni 2018 als „nicht fortgeführte Aktivitäten“ ausgewiesen. Dies betrifft im Wesentlichen das Netz- und Vertriebsgeschäft, das bisher dem Segment innogy zugeordnet war. Demgegenüber behält RWE aufgrund vertraglicher Vereinbarungen die Verfügungsgewalt über die maßgeblichen Tätigkeiten der langfristig bei RWE verbleibenden Geschäftsaktivitäten von innogy (das Erneuerbare-Energien-Geschäft, das Gasspeichergeschäft und die Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag). RWE steht außerdem die Wertentwicklung dieser Geschäftsaktivitäten zu. Daher werden sie weiterhin von RWE vollkonsolidiert und in der Segmentberichterstattung als Fortgeführte innogy-Aktivitäten ausgewiesen. Bei der Transaktion wird der von RWE an innogy gehaltene Anteil von 76,8 % inklusive der Dividenden der innogy SE für die Geschäftsjahre 2017 und 2018 von insgesamt 3,24 € je Aktie, die RWE weiter zustehen, mit 40,00 € je Aktie bewertet. Das Transaktionsvolumen beträgt damit rund 17,1 Mrd. €. Der Aufsichtsrat der RWE AG hat der Veräußerung zugestimmt. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmigungen. Sie wird voraussichtlich bis Ende des Jahres 2019 abgeschlossen.

Bei den bisher konzerninternen Lieferungen und Leistungen, die nach der Entkonsolidierung der zu übertragenden Teile von innogy entweder mit diesen oder mit Dritten fortgeführt werden, wurden die Eliminierungsbuchungen im Rahmen der Aufwands- und Ertragskonsolidierung vollständig den nicht fortgeführten Aktivitäten zugeordnet.

In den folgenden Tabellen sind wichtige Eckdaten der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten dargestellt:

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €		31.12.2018
Langfristige Vermögenswerte		
Immaterielle Vermögenswerte		10.716
Sachanlagen		14.000
Sonstige langfristige Vermögenswerte		5.363
		30.079
Kurzfristige Vermögenswerte		10.417
Langfristige Schulden		
Rückstellungen		4.557
Finanzverbindlichkeiten		14.147
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten		3.065
		21.769
Kurzfristige Schulden		11.027

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €		2018	2017
Umsatzerlöse ¹		34.077	39.060
Sonstige Erträge ²		1.503	1.088
Aufwendungen ³		33.877	39.148
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern		1.703	1.000
Ertragsteuern		576	409
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten		1.127	591

1 Inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 2.570 Mio. € (Vorjahr: 2.283 Mio. €)

2 Inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 266 Mio. € (Vorjahr: 409 Mio. €)

3 Inkl. Aufwendungen mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 13.835 Mio. € (Vorjahr: 11.282 Mio. €)

Im Rahmen der Erstanwendung von IFRS 15 wurden vereinzelte Sachverhalte identifiziert, in denen sich Unternehmen der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten nach IFRS 15 – anders als nach IAS 18 – als Agent und nicht als Prinzipal qualifizieren. Hintergrund dafür ist insbesondere, dass nach IFRS 15 das Kreditrisiko kein Indikator mehr für eine Prinzipalstellung ist. Vom Übertragungsnetzbetreiber erhaltene Vergütungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz-Direktvermarktungs- und Einspeisemodell sind daher nach IFRS 15 nicht mehr als Umsatzerlöse auszuweisen. Dies führte im Geschäftsjahr 2018 zu einer Verringerung der Umsatzerlöse und des Materialaufwands innerhalb des Ergebnisses nicht fortgeführter Aktivitäten in Höhe von 5,1 Mrd. €. Eine Ergebniswirkung resultiert hieraus nicht.

Die kumulativ im Eigenkapital direkt erfassten Erträge und Aufwendungen (Accumulated Other Comprehensive Income) nicht fortgeführter Aktivitäten betragen –773 Mio. € (Vorjahr: –730 Mio. €).

Vom Anteil der Aktionäre der RWE AG an der Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income) entfallen 2.267 Mio. € (Vorjahr: 4.159 Mio. €) auf fortgeführte Aktivitäten und 83 Mio. € (Vorjahr: –163 Mio. €) auf nicht fortgeführte Aktivitäten.

Der gemäß IFRS 5 für die nicht fortgeführten Aktivitäten als Gesamtheit durchgeführte Werthaltigkeitstest zum 31. Dezember 2018 hat zu keinem Wertberichtigungsbedarf geführt.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschlusstichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf. Drei Tochtergesellschaften (Vorjahr: drei) haben mit dem 31. März einen abweichenden Abschlusstichtag. Vom Kalenderjahr abweichende Geschäftsjahre haben steuerliche Gründe oder sind auf 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, werden die Vermögenswerte, Schulden, Aufwendungen und Erträge nach der Abnahmequote erfasst.

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 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	
	2018	2017	31.12.2018	31.12.2017
1 US-Dollar	0,85	0,88	0,87	0,83
1 Pfund Sterling	1,13	1,14	1,12	1,13
100 tschechische Kronen	3,89	3,80	3,89	3,92
1 polnischer Zloty	0,23	0,24	0,23	0,24

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 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 Abwertungsbedarf 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. Charakteristisch für einen qualifizierten Vermögenswert ist, dass ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchsfähigen Zustand zu versetzen. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten gegebenenfalls 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. Die Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzerneinheitlichen Nutzungsdauern zugrunde, die ebenfalls jährlich überprüft werden:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	9–54
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	10–40
Windkraftanlagen	Bis zu 23
Stromnetze	20–45
Wasserleitungsnetze	20–80
Gas- und Wasserspeicher	10–60
Gasverteilungsanlagen	10–40
Anlagen im Bergbau	3–25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	44–52
Sonstige regenerative Anlagen	4–50

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 Leasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst. Ist RWE Leasinggeber, werden die Leasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

Die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung von Sachanlagen folgt 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 Zugangsbewertung der unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte findet zum Erfüllungstag statt. Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen oder Gemeinschaftsunternehmen werden ergebniswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die übrigen Beteiligungen werden ebenfalls zum beizulegenden Zeitwert bewertet. Für einen Teil dieser Eigenkapitalinstrumente wird die Option zum Ausweis von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income in Anspruch genommen. Die langfristigen Wertpapiere werden zum beizulegenden Zeitwert bilanziert und Wertänderungen abhängig von ihrer Klassifikation ergebniswirksam oder ergebnisneutral ausgewiesen. Bei Veräußerung von Eigenkapitalinstrumenten, für die die Option zum Ausweis von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income angewendet wird, verbleiben etwaige Gewinne oder Verluste innerhalb des Eigenkapitals und werden nicht in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliedert. Für Fremdkapitalinstrumente, die ergebnisneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, wird eine Wertminderung in Höhe der erwarteten Kreditverluste ergebniswirksam erfasst.

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 abzüglich einer Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Kreditverluste bewertet. 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 abzüglich einer Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Kreditverluste bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrigverzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risiko-adequaten Zinssatzes.

CO₂-Emissionsrechte und Zertifikate alternativer Energien werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sowohl entgeltlich erworbene als auch frei zugeteilte 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 Vorabraum 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 Anschaffungskosten 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 in Spezialfonds werden erfolgswirksam oder erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet. 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 abhängig von der zugrunde liegenden Bewertungskategorie erfolgswirksam oder erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Für Fremdkapitalinstrumente, die erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden, wird eine Wertminderung in Höhe der erwarteten Kreditverluste erfolgswirksam erfasst. Die im Other Comprehensive Income ausgewiesenen Änderungen werden bei Abgang dieser Instrumente erfolgswirksam erfasst.

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 innerhalb der nächsten zwölf Monate sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte Aktivitäten) 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. Gewinne oder Verluste aus der Bewertung nicht fortgeführter Aktivitäten und aus bestimmten Vermögenswerten einer nicht fortgeführten Aktivität, die nicht unter die Bewertungsvorschriften gemäß IFRS 5 fallen, werden im Ergebnis aus nicht fortgeführten Aktivitäten erfasst.

Die 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 gegebenenfalls auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen.

Für diese Ausgaben werden Stilllegungs-, Rekultivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet. Falls Änderungen beim Zinssatz oder bei den Schätzungen des zeitlichen Anfalls oder der 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 überschießende 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 diesem Verfahren 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 2018 G von Klaus Heubeck, im Vorjahr die Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck, für Großbritannien Standard SAPS Table S2PA des laufenden Jahres 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, 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 vollumfänglich bezogen auf den jeweiligen Abbaustand gebildet. Bewertet werden sie mit den zu erwartenden Vollkosten bzw. den geschätzten Schadenersatzleistungen. In wesentlichen Teilen basieren die Kostenschätzungen auf externen Gutachten.

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 **Ertragsteuerverbindlichkeiten** 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 Finanzierungsleasing werden entweder mit dem beizulegenden Zeitwert des Leasinggegenstands oder mit 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 sich über die Perioden ein konstanter Zinssatz bezogen auf die verbliebene Schuld ergibt.

Im Vorjahr zählten zu den übrigen Verbindlichkeiten von Versorgungsbetrieben passivierte Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte erfolgswirksam aufgelöst werden.

Des Weiteren sind im Vorjahr 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.

Zudem werden unter den übrigen Verbindlichkeiten auch Vertragsverbindlichkeiten ausgewiesen. Als Vertragsverbindlichkeit wird die Verpflichtung des Konzerns ausgewiesen, Güter oder Dienstleistungen

auf einen Kunden zu übertragen, für die wir bereits eine Gegenleistung erhalten haben bzw. für die die Gegenleistung bereits fällig ist.

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: Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden 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. beim Erwerb von Sachanlagevermögen, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes oder der Verbindlichkeit verrechnet.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten (Net Investment Hedges) 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.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen müssen ausführlich dokumentiert sein und die nachfolgend aufgeführten Effektivitätsanforderungen erfüllen:

- Zwischen dem Grundgeschäft und dem Sicherungsgeschäft besteht ein wirtschaftlicher Zusammenhang.

- Die Wertänderung der Sicherungsbeziehung wird nicht durch das Kreditrisiko dominiert.
- Das Absicherungsverhältnis basiert auf den tatsächlich im Rahmen des Risikomanagements verwendeten Mengen.

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 werden abhängig von den vertraglichen Zahlungsströmen und vom angewendeten Geschäftsmodell klassifiziert. Während die vertraglichen Zahlungsströme durch die Ausstattungsmerkmale des Finanzinstruments vorgegeben sind, ergibt sich das Geschäftsmodell auf Basis konzerninterner Vorgaben für die verschiedenen Portfolien von Finanzinstrumenten.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung innerhalb der nächsten zwölf Monate sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und gegebenenfalls 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.

Für finanzielle Vermögenswerte im Anwendungsbereich der Wertberichtigungsvorschriften des IFRS 9 ist die Höhe der erwarteten Kreditverluste zu bestimmen. Die Höhe der Wertberichtigung ergibt sich auf Basis konzerninterner und konzernexterner Informationen.

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 diesem 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.

Auswirkungen könnten sich allerdings ergeben, wenn die Bundesregierung das Konzept der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in den wesentlichen Punkten umsetzt. Sollten Tagebaue frühzeitig geschlossen werden, müssten neue Rekultivierungskonzepte erarbeitet und die Bergbaurückstellungen wegen der früheren Inanspruchnahme nach oben angepasst werden.

Kapitalmanagement. Im Vordergrund der Finanzpolitik des RWE-Konzerns steht die Gewährleistung des permanenten Zugangs zum Kapitalmarkt. Ziel ist, jederzeit die fälligen Schulden refinanzieren zu können und die Finanzierung des operativen Geschäfts zu gewährleisten. Diesem Ziel dienen ein solides Rating und ein positiver operativer Cash Flow.

Die Steuerung der Kapitalstruktur von RWE orientiert sich an den Nettoschulden. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird. Die für die Nettoschulden relevanten Verbindlichkeiten von RWE bestehen größtenteils aus Hybridanleihen und Rückstellungen für Pensionen, Kernenergie und Bergbau.

Die Kapitalstruktur des RWE-Konzerns hat sich im Berichtsjahr deutlich verändert. Ursächlich hierfür ist zum einen der separate Ausweis der Nettoschulden der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten. Zum anderen wurden die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten durch den Zufluss von Variation Margins aus Termingeschäften mit Strom, Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten deutlich positiv beeinflusst. Bei Variation Margins handelt es sich um Zahlungen, mit denen Transaktionspartner untereinander Gewinn- und Verlustpositionen ausgleichen, die durch die tägliche Neubewertung laufender Verträge entstehen. Der Einfluss von Variation Margins auf den Cash Flow ist jedoch nur vorübergehend und endet mit der Realisierung der Transaktion. Beide genannten Effekte haben zu einer deutlichen Erhöhung des Finanzvermögens geführt und zu einem Ausweis von Nettofinanzvermögen der fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 7,4 Mrd. € zum 31. Dezember 2018 beigetragen. In den Vorjahreszahlen sind noch die Nettofinanzschulden der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten enthalten; hier bestanden Nettofinanzschulden in Höhe von 6,3 Mrd. €. Des Weiteren verringerten sich die nettoschuldenrelevanten Rückstellungen um 2,1 Mrd. € auf 11,9 Mrd. € (Vorjahr: 14,0 Mrd. €). Die Rückstellungen weisen im Durchschnitt eine sehr lange Duration auf; ihre Höhe wird insbesondere durch externe Faktoren wie das allgemeine Zinsniveau bestimmt. Die genaue Berechnung der Nettoschulden bzw. der Nettofinanzschulden findet sich auf Seite 54 des Lageberichts.

Das Kreditrating von RWE 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 wirken sich positiv auf unser

Rating aus. Die führenden Ratingagenturen Moody's und Fitch stufen Hybridkapital in Teilen als Eigenkapital ein.

Die Bonität von RWE wird derzeit von Moody's mit „Baa3“ und von Fitch mit „BBB“ bewertet. Damit bewegt sich das Rating von RWE weiterhin im Bereich „Investment Grade“. Die kurzfristigen Bonitätsnoten für RWE lauten „P-3“ bzw. „F2“.

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Das International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben neue IFRS und Änderungen bei bestehenden IFRS sowie eine neue Interpretation verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2018 verpflichtend anzuwenden sind:

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 geringfügige Änderungen im Hinblick auf die Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten. Darüber hinaus enthält er Regelungen zu Wertminderungen, die erstmals auf erwartete

Ausfälle abstellen. Die neuen Regelungen zur Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen (Hedge Accounting) sollen dazu führen, Risikomanagement-Aktivitäten besser im Konzernabschluss abzubilden. In Übereinstimmung mit den Übergangsregelungen des IFRS 9 werden die Vorjahreszahlen nicht angepasst. Die Anwendung der neuen Klassifizierungs- und Bewertungsvorschriften und die Erfassung der damit verbundenen Umstellungseffekte geschehen durch Anpassung der Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten sowie der Gewinnrücklagen zum 1. Januar 2018.

IFRS 9 enthält geänderte Regelungen zur Klassifizierung finanzieller Vermögenswerte. Diese sehen vier Bewertungskategorien vor:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente,
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente, deren Wertänderungen zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind,
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente,
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente, deren Wertänderungen zukünftig nicht erfolgswirksam umzugliedern sind.

Die nachfolgenden Tabellen fassen die Auswirkungen der neuen Klassifizierungs- und Wertminderungsvorschriften für finanzielle Vermögenswerte auf die einzelnen Bilanzposten sowie die jeweiligen Bewertungskategorien zum Zeitpunkt der Umstellung zusammen:

Reklassifizierung nach IFRS 9 je Bilanzposten in Mio. €	Bewertungskategorie nach IAS 39	Bewertungskategorie nach IFRS 9	Buchwert nach IAS 39	Zusätzliche Wertminderung nach IFRS 9	Buchwert nach IFRS 9
Übrige Finanzanlagen	Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	73		73
		Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	77		77
		Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	959		959
Finanzforderungen	Kredite und Forderungen	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	2.069	18	2.051
		Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	35		35
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Kredite und Forderungen	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	5.405	8	5.397
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Kredite und Forderungen	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	244	1	243
	Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	2.807		2.807
Wertpapiere	Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	11		11
		Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	1.306	18	1.306 ¹
		Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	796		796
		Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	2.780		2.780
Flüssige Mittel	Kredite und Forderungen	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	3.933		3.933
			20.495	45	20.468¹

1 Zusätzliche Wertminderungen nach IFRS 9 bei erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Fremdkapitalinstrumenten führen zu keiner Verringerung des Buchwertes, da die Wertminderungen bereits durch die vormalige Bewertung zum beizulegenden Zeitwert im Eigenkapital berücksichtigt sind.

Ein Teil der Wertpapiere, die gemäß IAS 39 der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ zugeordnet wurden, wird aufgrund der Erstanwendung von IFRS 9 der Kategorie „Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente“ zugeordnet, da die Zahlungsströme aus diesen Finanzinstrumenten nicht ausschließlich Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Ein Teil der übrigen Finanzanlagen sowie der Wertpapiere wird von der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ in die Kategorie „Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte Fremdkapitalinstrumente“ zugeordnet, da die Zahlungsströme aus diesen Finanzinstrumenten ausschließlich Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen und das jeweilige Geschäftsmodell sowohl die Vereinnahmung von Zahlungsströmen als auch die Veräußerung von Finanzinstrumenten vorsieht. Zudem sind in diesen Positionen Eigenkapitalinstrumente enthalten, für die konzernweit

keine Handelsabsicht besteht. Die Inanspruchnahme des Wahlrechts, Marktwertänderungen erfolgsneutral zu erfassen, wird je Eigenkapitaltitel einzeln überprüft. Darauf basierend werden diese entweder der Kategorie „Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente“ oder der Kategorie „Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente“ zugeordnet.

Finanzforderungen, die gemäß IAS 39 der Kategorie „Kredite und Forderungen“ zugeordnet wurden, werden aufgrund der Erstanwendung von IFRS 9 vereinzelt der Kategorie „Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente“ zugeordnet, da die Zahlungsströme aus diesen Finanzinstrumenten nicht ausschließlich Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag darstellen.

Einzelne Wertpapiere wurden aufgrund der Erstanwendung von IFRS 9 aus der Bewertungskategorie „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ in die Kategorie „Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente“ reklassifiziert. Wären diese Finanzinstrumente nicht reklassifiziert worden, hätten sich 2018 keine Gewinne oder Verluste aus der Bewertung dieser Finanzinstrumente zum beizulegenden Zeitwert ergeben. Der Buchwert zum 31. Dezember 2018 entspricht dem beizulegenden Zeitwert der Finanzinstrumente in Höhe von 3 Mio. €.

Über die genannten Auswirkungen hinaus wurden aktive latente Steuern in Höhe von 7 Mio. € erfasst.

Reklassifizierung nach IFRS 9 – je Bewertungskategorie				
Bewertungskategorie nach IAS 39	Bewertungskategorie nach IFRS 9	Buchwert nach IAS 39	Zusätzliche Wertminderung nach IFRS 9	Buchwert nach IFRS 9
in Mio. €				
Kredite und Forderungen	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	11.651	27	11.624
	Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	35		35
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	11		11
	Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	1.379	18	1.379
	Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	873		873
	Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	3.739		3.739
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	2.807		2.807
		20.495	45	20.468

In der nachfolgenden Tabelle ist die Überleitung vom Schlussaldo der Wertberichtigungen nach IAS 39 auf den Eröffnungsbilanzsaldo der Wertberichtigungen nach IFRS 9 dargestellt:

Überleitung der Risikovorsorge nach IFRS 9			
in Mio. €	Risiko-vorsorge nach IAS 39	Zusätzliche Risiko-vorsorge nach IFRS 9	Risiko-vorsorge nach IFRS 9
Übrige Finanzanlagen	179		179
Finanzforderungen	241	18	259
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	397	8	405
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	2	1	3
Wertpapiere		18	18
	819	45	864

Neben den neuen Vorschriften zur Bilanzierung finanzieller Vermögenswerte umfasst IFRS 9 geringfügige Änderungen im Hinblick auf die Bilanzierung finanzieller Verbindlichkeiten. Für den RWE-Konzern ergeben sich aus diesen Änderungen keine Auswirkungen.

Ferner enthält IFRS 9 neue Regelungen zur Sicherungsbilanzierung, die dazu führen sollen, Risikomanagement-Aktivitäten besser im Konzernabschluss abzubilden. Dazu erweitert IFRS 9 u. a. den Umfang der für das Hedge Accounting qualifizierenden Grundgeschäfte und sieht einen neuen Ansatz für die Effektivitätsbeurteilung vor.

RWE führt bereits bestehende bilanzielle Sicherungsbeziehungen gemäß IFRS 9 fort. Bei der Sicherungsbilanzierung für Fremdwährungsrisiken ergeben sich künftig Änderungen bei der Behandlung von Fremdwährungs-Basis-Spreads. Sofern diese Komponente als Teil der Sicherungsbeziehung designiert wird, führt dies tendenziell zu einer höheren Ineffektivität bestehender Sicherungsbeziehungen. Wird die Forward-Komponente eines Termingeschäfts oder Fremdwährungs-Basis-Spreads von der Sicherungsbilanzierung ausgeschlossen, werden auf diese Komponenten entfallende Wertänderungen im RWE-Konzern erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Durch diese Umstellung ergeben sich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzern. Neue Sicherungsbeziehungen wurden zum Zeitpunkt der Umstellung nicht designiert.

Die Fair-Value-Option für Eigenverbrauchverträge sowie die Möglichkeit, die Zeitwertkomponente von Optionen bei Sicherungsbeziehungen auszuschließen, werden im RWE-Konzern nicht angewendet. Insgesamt haben die neuen Vorschriften zur Sicherungsbilanzierung keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (2014) einschließlich **Änderungen an IFRS 15: „Zeitpunkt des Inkrafttretens von IFRS 15“ (2015)** und **Klarstellungen zu IFRS 15 „Erlöse aus Verträgen mit Kunden“ (2016)** ersetzen seit dem 1. Januar 2018 sowohl die Inhalte des **IAS 18 „Umsatzerlöse“** als auch des **IAS 11 „Fertigungsaufträge“** sowie der korrespondierenden Interpretationen.

Der neue Standard unterscheidet nicht zwischen unterschiedlichen Auftrags- und Leistungsarten, sondern definiert einheitliche Kriterien,

wann für eine Leistungserbringung Umsatzerlöse zeitpunkt- oder zeitraumbezogen zu realisieren sind. Umsatzerlöse sind dann zu erfassen, wenn der Kunde die Verfügungsgewalt über die vereinbarten Güter und Dienstleistungen erlangt und Nutzen aus diesen ziehen kann.

RWE hat die modifizierte retrospektive Methode als Übergangsmethode für die Erstanwendung zum 1. Januar 2018 angewendet. Die Vorjahreszahlen wurden nicht angepasst. Die Auswirkungen der erstmaligen Anwendung von IFRS 15 sind im Eigenkapital erfasst, wodurch sich die Gewinnrücklagen um 21 Mio. € reduziert haben.

Die Erstanwendung von IFRS 15 hat folgende Auswirkungen auf das Eigenkapital zu Beginn des Geschäftsjahres 2018 sowie auf die Gewinn- und Verlustrechnung des Geschäftsjahres 2018:

- Zum 1. Januar 2018 hat RWE Vertragsverbindlichkeiten für im Voraus von Kunden erhaltene Grundgebühren in Höhe von 12 Mio. € erfasst. Zudem wurden nach IAS 18 aktivierte Aufwendungen für gratis ausgegebene Zugaben oder Waren in Höhe von 26 Mio. € aufgelöst. Darüber hinaus wurden in Höhe von 8 Mio. € Kosten der Vertragsanbahnung aktiviert. Ferner wurden aktive latente Steuern in Höhe von 2 Mio. € und passive latente Steuern in Höhe von 7 Mio. € erfasst.
- Mit der erstmaligen Anwendung von IFRS 15 hat RWE den Ausweis unrealisierter Marktwertänderungen von Commodity-Derivaten geändert. Seit dem 1. Januar 2018 werden sie nicht mehr als Umsatzerlöse oder Materialaufwendungen, sondern im sonstigen betrieblichen Ergebnis ausgewiesen. Die Umstellung führt bei sonst unveränderten Parametern zu einer Stabilisierung der Umsatzerlöse und wirkt sich nicht auf das Ergebnis aus. Im Geschäftsjahr 2018 wurden für unrealisierte Marktwertänderungen von Commodity-Derivaten 55 Mio. € im sonstigen betrieblichen Aufwand sowie 352 Mio. € im sonstigen betrieblichen Ertrag erfasst.

Im Geschäftsjahr 2018 hatte die Anwendung von IFRS 15 die folgenden Auswirkungen auf die Bilanz sowie auf die Gewinn- und Verlustrechnung:

Anwendungseffekte IFRS 15 in Mio. €	Wert gemäß IFRS 15	Wert gemäß IAS 18/IAS 11	Anwendungseffekt
Bilanzposten			
Vertragsverbindlichkeiten	76		76
Posten der Gewinn- und Verlustrechnung			
Umsatzerlöse	13.388	13.740	-352
Materialaufwand	10.237	10.292	-55
Sonstige betriebliche Erträge	931	579	352
Sonstige betriebliche Aufwendungen	950	895	55

Die folgenden für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2018 anzuwendenden Änderungen an Standards und neuen Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss:

- Änderungen an IFRS 4 „Anwendung von IFRS 9 Finanzinstrumente gemeinsam mit IFRS 4 Versicherungsverträge“ (2016),
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS-Standards, Zyklus 2014–2016 (2016),
- Änderungen an IAS 40 „Übertragungen in den und aus dem Bestand der als Finanzinvestition gehaltenen Immobilien“ (2016),
- Änderungen an IFRS 2 „Einstufung und Bewertung anteilsbasierter Vergütungen“ (2016),
- IFRIC 22 „Fremdwährungstransaktionen und im Voraus erbrachte oder erhaltene Gegenleistungen“ (2016).

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2018 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Die wichtigsten Neuerungen und die auf Basis des aktuellen Stands der Implementierung erwarteten Auswirkungen sind im Folgenden dargestellt.

IFRS 16 „Leasingverhältnisse“ (2016) ersetzt zukünftig die Inhalte des IAS 17 „Leasingverhältnisse“ sowie die zugehörigen Interpretationen IFRIC 4, SIC-15 und SIC-27. Nach dem neuen Leasingstandard sind – abgesehen von kurzfristigen Leasingverhältnissen (bis zu zwölf Monate) und Leasingverhältnissen über geringwertige Vermögenswerte – alle Leasingverhältnisse in der Bilanz zu erfassen. Daher hat der Leasingnehmer für sämtliche geleaste Vermögenswerte ein Nutzungsrecht für den Vermögenswert zu aktivieren und eine entsprechende 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 als Finanzierungs- oder Operating-Leasing-Verhältnisse – 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. Beim Übergang auf die neuen Vorschriften zur Leasingbilanzierung wendet RWE die modifiziert retrospektive Methode an. Die Vergleichsinformationen für das Geschäftsjahr 2018 werden im Konzernabschluss 2019 nicht angepasst.

Zum Zeitpunkt des Übergangs werden die folgenden Wahlrechte und Ausnahmeregelungen in Anspruch genommen:

- Verzicht auf eine Beurteilung, ob bereits vor dem Erstanwendungszeitpunkt bestehende Verträge ein Leasingverhältnis gemäß IFRS 16 enthalten,

- Ansatz des Nutzungsrechts und Bewertung in Höhe der Leasingverbindlichkeit, angepasst um bereits erfasste aktivisch oder passivisch abgegrenzte Leasingzahlungen,
- Anpassung des Nutzungsrechts um den Betrag, der in der Bilanz zum 31. Dezember 2018 als Rückstellung für belastende Leasingverhältnisse ausgewiesen ist,
- Bewertung des Nutzungsrechts zum Zeitpunkt der erstmaligen Anwendung ohne Berücksichtigung anfänglicher direkter Kosten,
- Leasingverhältnisse, deren Laufzeit innerhalb der ersten zwölf Monate nach dem Zeitpunkt der erstmaligen Anwendung enden, werden als kurzfristige Leasingverhältnisse behandelt.

RWE macht von den Ausnahmeregelungen Gebrauch, kurzfristige oder geringwertige Vermögenswerte betreffende Leasingverhältnisse nicht als Nutzungsrechte in der Bilanz zu erfassen.

Für die fortgeführten Aktivitäten erwartet RWE im Rahmen der Umsetzung des IFRS 16 eine Erhöhung der Abschreibungen im Bereich von 25 Mio. € bis 50 Mio. €, während die für das Finanzergebnis erwartete Belastung 10 Mio. € bis 20 Mio. € betragen wird. Im Gegenzug ergibt sich eine Entlastung des sonstigen betrieblichen Aufwands etwa in Höhe der beiden zuvor genannten Bandbreiten, sodass sich keine wesentlichen Auswirkungen auf das Nettoergebnis ergeben. Zudem erwartet RWE für die fortgeführten Aktivitäten eine Erhöhung der Nettofinanzschulden im Bereich von 400 Mio. € bis 500 Mio. €. Unter Berücksichtigung der nicht fortgeführten Aktivitäten erwarten wir durch die erstmalige Anwendung von IFRS 16 eine Erhöhung der Bilanzsumme um rund 2,3 Mrd. €.

In der Kapitalflussrechnung führt die Umstellung der Leasingbilanzierung zu einer Entlastung des Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, während der Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit stärker belastet wird, da ein wesentlicher Teil der Zahlungen der Leasingraten künftig als Tilgung der Leasingverbindlichkeiten dargestellt werden. Der Zinsanteil wird weiterhin im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit ausgewiesen.

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

- Amendments to IFRS 9 „Prepayment Features with Negative Compensation“ (2017),
- Amendments to IAS 28 „Long-term Interests in Associates and Joint Ventures“ (2017),
- Annual Improvements to IFRS Standards 2015–2017 Cycle (2017); der Sammelstandard beinhaltet Änderungen und Klarstellungen von IFRS 3 und IFRS 11 sowie IAS 12 und IAS 23,
- IFRS 17 „Insurance contracts“ (2017),
- Amendments to IAS 19 „Plan Amendment, Curtailment or Settlement“ (2018),
- Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards (2018),
- Amendments to IFRS 3 „Business Combinations“ (2018),
- Amendments to IAS 1 and IAS 8 „Definition of Material“ (2018),
- IFRIC 23 „Uncertainty over Income Tax Treatments“ (2017).

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden erfasst, wenn der Kunde die Beherrschung über Güter oder Dienstleistungen erlangt hat.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir die Energiehandelsumsätze netto aus, d. h. mit der realisierten Rohmarge. Energiehandelsumsätze werden im Segment Energiehandel getätigt. Die Umsatzerlöse mit Endkunden zeigen wir dagegen auf Bruttobasis. Die Bruttoumsätze (inkl. Energiehandelsumsätze) summierten sich im Geschäftsjahr 2018 auf 76.345 Mio. € (Vorjahr: 60.788 Mio. €).

Im Berichtsjahr hat RWE mit den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten Bruttoumsätze in Höhe von 13.752 Mio. € (Vorjahr: 10.937 Mio. €) erzielt.

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 151 ff. nach Unternehmensbereichen, Regionen und Produkten aufgegliedert.

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

Zum Ende des Geschäftsjahres bestehen im RWE-Konzern noch nicht bzw. noch nicht vollständig erfüllte Leistungsverpflichtungen. Die Vereinnahmung der auf diese Leistungsverpflichtungen entfallenden Umsatzerlöse in Höhe von 4.650 Mio. € wird in den folgenden drei Jahren erwartet. Die Vereinnahmung hängt vom zeitlichen Ablauf der Erfüllung der Leistungsverpflichtungen gegenüber dem Kunden ab. Die erwarteten zukünftigen Umsatzerlöse aus Verträgen mit einer ursprünglichen Vertragslaufzeit von zwölf Monaten oder weniger sind darin nicht enthalten.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2018	2017
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	45	51
Auflösung von Rückstellungen	57	111
Kostenumlagen/-erstattungen	63	258
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten (ohne Wertpapiere)	4	2
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	103	531
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	408	159
Ersatz- und Versicherungsleistungen	26	25
Vermietung und Verpachtung	20	85
Währungskursgewinne		11
Übrige	205	2.023
	931	3.256

Im Berichtsjahr wurden im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten Zuschreibungen in Höhe von 38 Mio. € auf Onshore-Windparks in Polen vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Im Wesentlichen ist dies durch gestiegene Preise für Strom und Grünstrom-zertifikate begründet. Von den Zuschreibungen entfielen 36 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 2 Mio. € auf in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesene Operating Rights. Der beizulegende Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten wurde mittels eines Unternehmensbewertungsmodells auf Basis von Cash-Flow-Planungen sowie eines Diskontierungszinssatzes nach Steuern von 5,5 % ermittelt. Die zentralen Planungsannahmen beziehen sich u. a. auf die Entwicklung der Großhandels- und Endverbraucherpreise von Strom sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen ist der ermittelte beizulegende Zeitwert der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Im Vorjahr war in der Position „Übrige“ die Rückzahlung der in früheren Perioden gezahlten Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 1.797 Mio. €

erfasst, die auf einer Entscheidung des Bundesverfassungsgerichts vom 7. Juni 2017 beruhte. Die bis zum 31. Dezember 2016 erhobene Kernbrennstoffsteuer war nicht mit den verfassungsrechtlichen Regeln vereinbar und daher rückwirkend nichtig. Der Rückzahlungsbetrag enthielt den wirtschaftlich E.ON zuzurechnenden Anteil von 100 Mio. €.

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.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir unrealisierte Marktwertveränderungen aus Commodity-Derivaten im sonstigen betrieblichen Aufwand oder Ertrag netto aus. Die Bruttoerträge summierten sich im Geschäftsjahr 2018 auf 493 Mio. €.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2018	2017
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	8.716	8.118
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.521	1.911
	10.237	10.029

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 62.817 Mio. € (Vorjahr: 46.835 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2018	2017
Löhne und Gehälter	1.487	1.433
Sozialabgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	408	415
	1.895	1.848

Anzahl Mitarbeiter	2018	2017
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	45.333	46.757
Außertarifliche Mitarbeiter	13.108	12.576
	58.441	59.333

Die angegebene Anzahl der Mitarbeiter enthält die den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zugeordneten 32.232 Tarif- und sonstigen Mitarbeiter (Vorjahr: 31.897) sowie 8.614 außertarifliche Mitarbeiter (Vorjahr: 8.294). 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 2.031 (Vorjahr: 1.998) Auszubildende beschäftigt. Davon sind 1.452 (Vorjahr: 1.448) den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zugeordnet. Die Auszubildenden sind in den Mitarbeiterzahlen nicht enthalten.

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2018	2017
Immaterielle Vermögenswerte	26	36
Sachanlagen	922	1.294
	948	1.330

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2018	2017
Immaterielle Vermögenswerte		9
Sachanlagen	47	373
	47	382

Im Berichtsjahr wurden im Segment Europäische Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen auf das britische Kraftwerk Staythorpe in Höhe von 29 Mio. € vorgenommen. Es ist zu erwarten, dass dessen Ergebnisbeiträge etwas unter den bisherigen Erwartungen liegen werden (erzielbarer Betrag: 0,3 Mrd. €).

Im Vorjahr hatte die Aufspaltung des ehemaligen Segments Konventionelle Stromerzeugung in die beiden neuen Segmente Braunkohle & Kernenergie sowie Europäische Stromerzeugung aufgrund der damit einhergehenden neuen Steuerung eine Aufteilung der bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheit für den deutschen Kraftwerkspark zur Folge. Der aus diesem Anlass im Vorjahr vorgenommene Werthaltigkeitstest ergab für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Braunkohle & Kernenergie eine Zuschreibung in Höhe von 401 Mio. €, die im Vorjahr in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst wurde (erzielbarer Betrag: 1,4 Mrd. €). Gegenläufig wurden im Vorjahr in Höhe von 321 Mio. € in der neuen Zahlungsmittel generierenden Einheit für den deutschen Kraftwerkspark im Segment Europäische Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen und Rückstellungen für drohende Verluste gebildet (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €). Diese Effekte resultierten aus entfallenen Kompensationseffekten durch Aufspaltung der Zahlungsmittel generierenden Einheit.

Im Vorjahr wurden im Segment Braunkohle & Kernenergie außerplanmäßige Abschreibungen auf das als zur Veräußerung bestimmt ausgewiesene Sachanlagevermögen der inzwischen veräußerten ungarischen Gesellschaft Mátrai Erőmű ZRt. (Mátia) in Höhe von 301 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €).

Im Vorjahr wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf Gasspeicher in Höhe von 16 Mio. € im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten (davon 12 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 4 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen.

Darüber hinaus entfielen im Vorjahr im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten aufgrund nachhaltiger Wertminderungen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 20 Mio. € auf Sachanlagen zur Errichtung von Offshore-Windparks (erzielbarer Betrag: 0,1 Mrd. €).

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

Die erzielbaren Beträge werden auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten ermittelt. Die Zeitwerte werden mithilfe von Bewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet. Im Geschäftsjahr lag dem Bewertungsmodell für das britische Kraftwerk Staythorpe ein Diskontierungszinssatz in Höhe von 4,75 % zugrunde. Im Vorjahr basierten die Bewertungsmodelle auf Diskontierungszinssätzen in einer Bandbreite von 4,25 %

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. €	2018	2017
Aufwendungen aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	5	10
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	465	500
Rückstellungszuführungen/-auflösungen	-196	402
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	33	26
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	166	148
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	8	7
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	56	73
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	59	58
Allgemeine Verwaltungskosten	56	52
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	45	166
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	48	49
Gebühren und Beiträge	61	72
Währungskursverluste	3	
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	27	175
Übrige	114	171
	950	1.909

Im Vorjahr enthielt die Position „Übrige“ den wirtschaftlich E.ON zuzurechnenden Anteil von 100 Mio. € aus der Rückzahlung der in früheren Perioden gezahlten Kernbrennstoffsteuer.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir unrealisierte Marktwertveränderungen aus Commodity-Derivaten im sonstigen betrieblichen Aufwand oder Ertrag netto aus. Die Bruttoaufwendungen summierten sich im Geschäftsjahr 2018 auf 196 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. €	2018	2017
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	211	137
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	-45	-30
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen		-31
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	-6	-2
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen		-16
Ergebnis aus dem Abgang von Beteiligungen		50
Ergebnis aus Ausleihungen an Beteiligungen	9	2
Übriges Beteiligungsergebnis	-42	20
	169	157

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2018	2017
Zinsen und ähnliche Erträge	166	197
Andere Finanzerträge	306	1.348
Finanzerträge	472	1.545
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	180	298
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (inkl. aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen)	45	57
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	183	146
sonstigen Rückstellungen	36	23
Andere Finanzaufwendungen	437	1.084
Finanzaufwendungen	881	1.608
	-409	-63

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 rechnerischen 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 9 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 4,4 % und 4,8 % (Vorjahr: 3,8 % und 4,4 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2018	2017
Zinsen und ähnliche Erträge	166	197
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	180	298
	- 14	-101

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die im Berichtsjahr den Bewertungskategorien nach IFRS 9 zugeordnet sind und im Vorjahr den Bewertungskategorien nach IAS 39 zugeordnet waren:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2018	2017
Kredite und Forderungen		169
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte		28
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	108	
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	30	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	14	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	14	
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	- 180	-298
	- 14	-101

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u. a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 6 Mio. € (Vorjahr: 50 Mio. €). Im Vorjahr sind hier auch die Zinserträge auf Teile der von RWE gezahlten und im Jahr 2017 erstatteten Kernbrennstoffsteuer in Höhe von 257 Mio. € enthalten. Davon entfallen 243 Mio. € auf RWE-Aktionäre. Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 13 Mio. € (Vorjahr: 71 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2018	2017
Tatsächliche Ertragsteuern	122	203
Latente Steuern	- 19	130
	103	333

Von den latenten Steuern entfallen -2 Mio. € (Vorjahr: 72 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Im Berichtsjahr ergaben sich Veränderungen in den Wertberichtigungen latenter Steuern in Höhe von -73 Mio. € (Vorjahr: 110 Mio. €).

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Aufwendungen von 30 Mio. € (Vorjahr: Erträge von 111 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen verminderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 28 Mio. € (Vorjahr: 189 Mio. €).

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2018	2017
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten		-3
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	7	
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	- 1.442	8
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen ¹	410	- 171
	- 1.025	-166

¹ Inkl. Wertberichtigung

Steuern in Höhe von -61 Mio. € (Vorjahr: 16 Mio. €) werden direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2018	2017
Ergebnis vor Steuern	49	2.056
Theoretischer Steueraufwand	16	668
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-28	-15
Steuereffekte auf		
steuerfreie inländische Dividenden	-31	-31
steuerfreie ausländische Dividenden	-7	-2
sonstige steuerfreie Erträge	-21	-16
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	42	45
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	-24	-3
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	-14	-105
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	12	-2
Steuersatzänderungen im Ausland	-3	30
sonstige Wertberichtigungen latenter Steuern im Organkreis der RWE AG	172	
Sonstiges	-11	-236
Effektiver Steueraufwand	103	333
Effektiver Steuersatz in %	210,2	16,2

Zur Ermittlung des theoretischen Steueraufwands wird der für die RWE AG gültige Steuersatz in Höhe von 32,6 % (Vorjahr: 32,5 %) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15 %, dem Solidaritätszuschlag von 5,5 % und dem konzerndurchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz.

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte	Entwicklungs- ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden- beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2018	837	3.054	2.810	11.671	31	18.403
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	- 821	- 890	- 2.812	- 9.929	- 3	- 14.455
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	- 821	- 999	- 2.812	- 9.929	- 3	- 14.564
Zugänge	42	37			6	85
Umbuchungen	2	29			- 25	6
Währungsanpassungen	1	- 15	3	- 24		- 35
Abgänge	25	1				26
Stand: 31.12.2018	36	2.214	1	1.718	9	3.978
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2018	489	2.493	2.564	474		6.020
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	- 460	- 792	- 2.579	- 475		- 4.306
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	- 460	- 792	- 2.579	- 475		- 4.306
Abschreibungen des Berichtsjahres	29	63	13			105
Währungsanpassungen		- 10	3	1		- 6
Abgänge	25	1				26
Zuschreibungen		2				2
Stand: 31.12.2018	33	1.751	1			1.785
Buchwerte						
Stand: 31.12.2018	3	463		1.718	9	2.193

Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2017	1.047	2.816	2.915	11.664	6	18.448
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	3	143	4	17		167
Zugänge	74	92	8		29	203
Umbuchungen	- 29	39	3		- 4	9
Währungsanpassungen	- 30	- 3	- 83	- 10		- 126
Abgänge	228	33	37			298
Stand: 31.12.2017	837	3.054	2.810	11.671	31	18.403
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2017	630	2.410	2.658	1		5.699
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	3	- 2				1
Abschreibungen des Berichtsjahres	104	107	27	479		717
Umbuchungen	- 5	5				
Währungsanpassungen	- 18	4	- 84	- 6		- 104
Abgänge	225	31	37			293
Stand: 31.12.2017	489	2.493	2.564	474		6.020
Buchwerte						
Stand: 31.12.2017	348	561	246	11.197	31	12.383

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 116 Mio. € (Vorjahr: 182 Mio. €) aufgewendet.

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Netz & Infrastruktur Deutschland		2.736
Netz & Infrastruktur Osteuropa		1.159
Vertrieb Niederlande/Belgien		2.704
Vertrieb Deutschland		923
Vertrieb Großbritannien		1.525
Vertrieb Osteuropa		429
Erneuerbare Energien	712	715
Energiehandel	1.006	1.006
	1.718	11.197

Die im Vorjahr in den Zahlungsmittel generierenden Einheiten „Netz & Infrastruktur“ und „Vertrieb“ ausgewiesenen Geschäfts- oder Firmenwerte werden als Teil der zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerte der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten ausgewiesen.

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

Im Vorjahr sind aus Erstkonsolidierungen Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 53 Mio. € zugegangen.

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. Für die Wertermittlung wird ein Unternehmensbewertungsmodell auf Basis von Cash-Flow-Planungen herangezogen. 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 volks- und finanzwirtschaftlichen 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 „Energiehandel“ bei 5,25 % und für „Erneuerbare Energien“ bei 4,25 % (Vorjahr: Bandbreite von 3,25 % bis 5,50 %) nach Steuern.

Bei der Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus legen wir keine Wachstumsraten zugrunde. Grundsätzlich wird die Wachstumsrate bereichsspezifisch aus Erfahrungen und Zukunftserwartungen abgeleitet und überschreitet nicht die langfristigen durchschnittlichen Wachstumsraten der jeweiligen Märkte, in denen die Konzernunternehmen tätig sind. Im jährlichen Cash Flow für die Jahre über den Detailplanungszeitraum hinaus sind Investitionsausgaben in der zur Aufrechterhaltung des Geschäftsumfangs benötigten Höhe jeweils mindernd enthalten.

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

Die Zahlungsmittel generierende Einheit „Energiehandel“ wies von allen Zahlungsmittel generierenden Einheiten die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf. Der erzielbare Betrag lag um 1,2 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 3,1 Prozentpunkte höherer Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 8,4 %, eine um mehr als 3,6 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter –3,6 % oder ein um mehr als 74 Mio. € reduzierter Cash Flow 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 Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
in Mio. €					
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2018	7.325	74.280	2.123	2.317	86.045
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	– 2.740	– 30.747	– 1.238	– 845	– 35.570
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	– 2.738	– 30.708	– 1.238	– 859	– 35.543
Zugänge	65	665	74	1.014	1.818
Umbuchungen	45	283	– 2	– 332	– 6
Währungsanpassungen	– 42	– 294	– 7	– 10	– 353
Abgänge	109	478	35	69	691
Stand: 31.12.2018	4.544	43.709	915	2.075	51.243
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2018	4.555	54.187	1.505	851	61.098
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	– 1.455	– 20.646	– 803	– 1	– 22.905
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	– 1.453	– 20.580	– 803	– 1	– 22.837
Abschreibungen des Berichtsjahres	66	1.209	93	7	1.375
Umbuchungen	1	– 1			
Währungsanpassungen	– 20	– 149	– 4		– 173
Abgänge	69	352	35	65	521
Zuschreibungen	5	34		1	40
Stand: 31.12.2018	3.073	34.214	756	791	38.834
Buchwerte					
Stand: 31.12.2018	1.471	9.495	159	1.284	12.409

Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2017	7.544	74.257	2.152	1.708	85.661
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	– 149	– 950	– 6	162	– 943
Zugänge	92	1.477	138	825	2.532
Umbuchungen	34	237	1	– 273	– 1
Währungsanpassungen	41	– 121	8	– 10	– 82
Abgänge	237	620	170	95	1.122
Stand: 31.12.2017	7.325	74.280	2.123	2.317	86.045
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2017	4.581	54.126	1.521	915	61.143
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	– 149	– 890	– 11	– 8	– 1.058
Abschreibungen des Berichtsjahres	225	1.829	142	27	2.223
Währungsanpassungen	20	– 53	4		– 29
Abgänge	116	421	151	83	771
Zuschreibungen	6	404			410
Stand: 31.12.2017	4.555	54.187	1.505	851	61.098
Buchwerte					
Stand: 31.12.2017	2.770	20.093	618	1.466	24.947

Sachanlagen in Höhe von 504 Mio. € (Vorjahr: 82 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte, Sicherungsübereignungen und sonstigen Beschränkungen. Vom Gesamtbuchwert der Sachanlagen entfielen 241 Mio. € (Vorjahr: 248 Mio. €) auf im

Wege des Finanzierungsleasings gemietete Vermögenswerte. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um technische Anlagen und Maschinen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

(12) 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)	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
in Mio. €				
Bilanz ¹				
Langfristige Vermögenswerte	4.192	3.607	1.630	1.626
Kurzfristige Vermögenswerte	2.906	2.609	373	370
Langfristige Schulden	1.401	1.092	857	874
Kurzfristige Schulden	3.555	3.238	276	277
Proportionaler Anteil am Eigenkapital ²	538	474	365	354
Geschäfts- und Firmenwert			198	198
Buchwert	538	474	563	552
Gesamtergebnisrechnung ¹				
Umsatzerlöse	13.495	12.418	1.172	1.065 ³
Ergebnis	372	142	79	90
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-17	-25	-1	-4
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	355	117	78	86
Dividende (anteilig)	25	28	15	20
RWE-Anteilsquote	25 %	25 %	49 %	49 %

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

2 Zahlen basieren auf dem proportionalen Eigenkapitalanteil an der KEH und der Kelag

3 Angepasster Wert aufgrund der Umstellung von einer Brutto- zu einer Nettodarstellung der Energiehandelsaktivitäten

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 einen Anteil von 49 % an der Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (KEH), die der größte Anteilseigner der Kelag und den fortgeführten innogy-Aktivitäten zugeordnet ist.

Nicht wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2018	31.12.2017
Anteiliges Ergebnis	27	7	56	59
Anteilig direkt im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	8	-78		-22
Summe der anteilig erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	35	-71	56	37
Buchwerte	142	1.317	224	503

Der RWE-Konzern hält Anteile mit einem Buchwert von 3 Mio. € (Vorjahr: 97 Mio. €) an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund kreditvertraglicher Bestimmungen

zeitweiligen Beschränkungen oder Bedingungen für die Bemessung ihrer Gewinnausschüttungen unterliegen.

(13) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	72	254
Übrige Beteiligungen	74	617
Langfristige Wertpapiere	254	238
	400	1.109

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 31 Mio. € bzw. 4 Mio. € (Vorjahr: 87 Mio. € bzw. 12 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zugunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(14) Finanzforderungen

Finanzforderungen in Mio. €	31.12.2018		31.12.2017	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	82	1	237	5
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		2.458		1.051
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		89		117
Übrige sonstige Finanzforderungen	28	234	122	572
	110	2.782	359	1.745

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 bestand im Vorjahr in Höhe von 260 Mio. € eine eingeschränkte Verfügungsmacht im Zusammenhang mit der Finanzierung von Pensionszusagen von drei Unternehmen, die den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zuzuordnen sind.

(15) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte in Mio. €	31.12.2018		31.12.2017	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	704	6.567	1.014	3.249
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	213		103	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		137		217
CO ₂ -Emissionsrechte		329		121
Übrige sonstige Vermögenswerte	29	375	70	1.305
	946	7.408	1.187	4.892
Davon: finanzielle Vermögenswerte	924	6.684	1.127	3.483
Davon: nicht finanzielle Vermögenswerte	22	724	60	1.409

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.

(16) 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 2018 wurden auf den Unterschiedsbetrag zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte Outside Basis Differences) in Höhe von 618 Mio. € (Vorjahr: 441 Mio. €) keine passiven latenten Steuern gebildet, da in absehbarer Zeit wahrscheinlich keine Ausschüttungen

erfolgen oder sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht auflösen werden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 5.335 Mio. € bzw. 6.254 Mio. € (Vorjahr: 4.135 Mio. € bzw. 3.572 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

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

Latente Steuern in Mio. €	31.12.2018		31.12.2017	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	815	938	1.525	1.619
Kurzfristige Vermögenswerte	2.101	3.009	1.401	2.312
Steuerliche Sonderposten		58		748
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	139	41	932	11
Sonstige langfristige Schulden	289	194	1.252	325
Kurzfristige Schulden	3.234	3.245	2.734	1.260
	6.578	7.485	7.844	6.275
Verlustvorträge				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	77		328	
Gewerbesteuer	16		12	
Bruttobetrag	6.671	7.485	8.184	6.275
Saldierung	-5.847	-5.847	-5.557	-5.557
Nettobetrag	824	1.638	2.627	718

Zum 31. Dezember 2018 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 56 Mio. € übersteigen (Vorjahr: 417 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 Verlustvorträgen ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorträge in Folgejahren.

Es besteht hinreichende Sicherheit, dass die Verlustvorträge realisiert werden. Die körperschaftsteuerlichen und die gewerbesteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, betrugen zum Ende des Berichtsjahres 1.463 Mio. € bzw. 490 Mio. € (Vorjahr: 2.513 Mio. € bzw. 344 Mio. €).

Die körperschaftsteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, werden in Höhe von 1.183 Mio. € innerhalb der folgenden neun Jahre entfallen. Die übrigen Verlustvorträge sind im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt, jedoch wird eine Nutzung überwiegend nicht erwartet.

Zum 31. Dezember 2018 betrugen die temporären Differenzen, für die keine aktiven latenten Steuern angesetzt wurden, 11.180 Mio. € (Vorjahr: 12.185 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden latente Steueraufwendungen aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von 5 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(17) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	723	998
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	37	200
Fertige Erzeugnisse und Waren	872	719
Geleistete und erhaltene Anzahlungen	- 1	7
	1.631	1.924

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 33 Mio. € (Vorjahr: 58 Mio. €). Davon entfielen auf Gasvorräte 29 Mio. € (Vorjahr: 44 Mio. €) und auf Kohlevorräte 4 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €). Im Vorjahr entfielen hierauf zudem Biomassevorräte in Höhe von 4 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. 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.

(18) Wertpapiere

Von den kurzfristigen Wertpapieren entfielen 3.226 Mio. € (Vorjahr: 4.065 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 383 Mio. € (Vorjahr: 828 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert.

(19) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Kasse und Bankguthaben	3.521	3.924
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	2	9
	3.523	3.933

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 oder Fitch sowie ihr Eigenkapital und Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2018 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(20) Eigenkapital

Die Aufgliederung des voll eingezahlten Eigenkapitals ist auf Seite 92 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2018		31.12.2017		31.12.2018	31.12.2017
	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 den 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.

Der Vorstand wurde durch Beschluss der Hauptversammlung vom 26. April 2018 ermächtigt, das Grundkapital der Gesellschaft bis zum 25. April 2023 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 26. April 2018 wurde die Gesellschaft ermächtigt, bis zum 25. April 2023 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals im Zeitpunkt der Beschlussfassung 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 2018 befanden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2018 wurden von der RWE AG 196.604 RWE-Stammaktien zu einem Anschaffungspreis von 3.626.221,16 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 503.306,24 € (0,03 % des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 196.560 Stammaktien sowie anlässlich von Dienstjubiläen 44 Stammaktien. Hieraus ergab sich ein Gesamterlös von 3.617.602,33 €. Die jeweiligen Unterschiedsbeträge zum Kaufpreis wurden mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Nach IAS 32 ist die folgende durch Konzerngesellschaften begebene Hybridanleihe als Eigenkapital zu klassifizieren:

Hybridanleihe	Nominal-	Erster Kündi-	Kupon
Emittent	volumen	gungstermin	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 Anleihehaber 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.

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 491 Mio. € (Vorjahr: –4 Mio. €) und die Anteile anderer Gesellschafter um insgesamt 258 Mio. € (Vorjahr: –15 Mio. €).

Im **Accumulated Other Comprehensive Income** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Fremdkapitalinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Zum 31. Dezember 2018 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income –7 Mio. € (Vorjahr: 11 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 48 Mio. €, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Aufwand realisiert (Vorjahr: Ertrag von 13 Mio. €).

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2018 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 0,70 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie.

Dividende	430.321.849,30 €
Gewinnvortrag	59.392,54 €
Bilanzgewinn	430.381.241,84 €

Die für das Geschäftsjahr 2017 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 26. April 2018 auf 0,50 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie. Zusätzlich wurde eine Sonderdividende in Höhe von 1,00 € aus rück-erstatteter Kernbrennstoffsteuer je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie gezahlt. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 922 Mio. €.

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

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	2018	2017
in Mio. €		
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	– 134	165
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	– 2	– 14
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	– 13	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	– 149	151
Unterschied aus der Währungsumrechnung	11	35
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten		5
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	– 4	
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	– 5	– 2
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		– 3
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	2	35
	– 147	186

Wesentliche Anteile anderer Gesellschafter entfielen im Vorjahr auf den innogy-Konzern, der im Berichtsjahr in Teilen als nicht fortgeführte Aktivitäten bilanziert wird:

Tochterunternehmen mit wesentlichen Anteilen anderer Gesellschafter	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	innogy-Konzern	
	31.12.2018	31.12.2018	31.12.2017
in Mio. €			
Bilanz			
Langfristige Vermögenswerte	8.133	37.229	36.502
Kurzfristige Vermögenswerte	4.313	12.645	10.312
Langfristige Schulden	1.524	24.980	22.913
Kurzfristige Schulden	8.092	14.980	12.649
Gesamtergebnisrechnung			
Umsatzerlöse	1.505	35.063	41.119
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	88	– 576	722
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	360	– 862	1.871
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	538	2.565	2.654
Anteile anderer Gesellschafter	951	4.442	4.135
Dividenden an andere Gesellschafter	237	501	469
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	67	663	492
Anteilsquote anderer Gesellschafter an der innogy SE		23,2 %	23,2 %

Neben der angegebenen Anteilsquote von 23,2 % anderer Gesellschafter an der innogy SE halten andere Gesellschafter auch Anteile an Tochterunternehmen der innogy SE.

(21) Aktienkursbasierte Vergütungen

Für Führungskräfte der RWE AG und der innogy SE sowie nachgeordneter verbundener Unternehmen gibt es Long-Term-Incentive-Pläne (LTIP) als aktienkursbasierte Vergütungssysteme mit der Bezeichnung „Strategic Performance Plan“ (SPP) und das auslaufende Vorgängermodell „Beat 2010“. Die Aufwendungen daraus werden von den Konzerngesellschaften getragen, bei denen die Bezugsberechtigten beschäftigt sind.

Der LTIP SPP wurde 2016 eingeführt. Er verwendet ein aus der Mittelfristplanung abgeleitetes, internes Erfolgsziel (bereinigtes Netto-

ergebnis) und berücksichtigt die Entwicklung des Aktienkurses der RWE AG bzw. der innogy SE. Die Führungskräfte erhalten bedingt zugeteilte virtuelle Aktien (Performance Shares). Die finale Anzahl der virtuellen Aktien einer Tranche wird nach einem Jahr anhand der Zielerreichung des bereinigten Nettoergebnisses ermittelt. Die jeweils begebenen Tranchen aus dem LTIP SPP haben eine Laufzeit von vier Jahren vor einer möglichen Auszahlung. Voraussetzung für die Teilnahme an dem Programm war der Verzicht auf noch nicht verfallene Optionen des Vorgängermodells Beat 2010. Die Verzichts-erklärungen sind weitaus überwiegend erfolgt. Das Programm ist bis auf unwesentliche Restbestände erloschen.

SPP RWE AG	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	486.436	1.338.027	883.974
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %	200 %	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 eines im Handel an die 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 der 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) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden)</p> <p>Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist 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 Übernahmegesetzes (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 wurde 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 Wertes 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	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021	2022

SPP innogy SE	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	352.834	1.178.133	1.108.599
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %	150 %
Obergrenze/Auszahlungsbetrag	200 %	200 %	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 eines im Handel an die 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 der 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) x (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 Übernahmegesetzes (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 abhängiges Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen wurde 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 Wertes 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	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021	2022

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen des SPP bedingt zugeteilten Performance Shares umfasste zum Zeitpunkt der Zuteilung die nachfolgend aufgeführten Beträge:

Performance Shares aus dem SPP der RWE AG in €	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Beizulegender Zeitwert pro Stück	13,78	11,62	18,80

Performance Shares aus dem SPP der innogy SE in €	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Beizulegender Zeitwert pro Stück	37,13	32,07	36,78

Die beizulegenden Zeitwerte der Tranchen des SPP der RWE AG ergeben sich aus dem aktuellen Aktienkurs der RWE AG bzw. der innogy SE zuzüglich der Dividenden pro Aktie, die während der Laufzeit der jeweiligen Tranche bereits an die Aktionäre ausgezahlt wurden. Die begrenzte Auszahlung je SPP wurde über eine verkaufte Call-Option abgebildet. Der über das Black-Scholes-Modell ermittelte Optionswert wurde abgezogen. Bei der Optionspreismittlung wurden die in den Programmbedingungen festgelegten maximalen Auszahlungsbeträge je bedingt zugeteilten SPP (= Strike der Option), die restlaufzeitbezogenen Diskontierungszinssätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG bzw. der innogy SE berücksichtigt.

Die beizulegenden Zeitwerte der Tranchen des SPP der innogy SE werden durch das im März 2018 verkündete Tauschgeschäft mit E.ON dahingehend beeinflusst, dass sich die vorstehend erläuterten Regelungen für den Fall eines Kontrollwechsels in der Bewertung niederschlagen. Der erwartete Auszahlungsbetrag wird auf Basis des durchschnittlichen innogy-Aktienkurses der letzten 30 Börsenhandeltage vor dem 11. März 2018 zuzüglich ausgezahlter Dividenden ermittelt. Entsprechend den Auszahlungsbestimmungen aufgrund eines Kontrollwechsels wird eine Auszahlung nach dem Abschluss der Transaktion erfolgen.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben sich die Performance Shares wie folgt entwickelt:

Performance Shares aus dem SPP der RWE AG Stück	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	446.035	1.338.027	
Zugesagt			883.974
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	82.172	290.364	
Ausgezahlt			
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	528.207	1.628.391	883.974
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres			

Performance Shares aus dem SPP der innogy SE Stück	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	460.572	1.178.133	
Zugesagt			1.108.599
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	-432.696	-1.122.921	-1.052.053
Davon: den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zugeordnet	-367.338	-975.733	-1.042.949
Ausgezahlt			
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	27.876	55.212	56.546
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres			

Aus dem aktienkursbasierten Vergütungssystem ergaben sich im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 20 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €). Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für

aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 32 Mio. € (Vorjahr: 25 Mio. €).

(22) Rückstellungen

Rückstellungen in Mio. €	31.12.2018			31.12.2017		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.287		3.287	5.420		5.420
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	5.659	285	5.944	5.725	280	6.005
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.460	56	2.516	2.263	60	2.323
	11.406	341	11.747	13.408	340	13.748
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	378	446	824	723	844	1.567
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	109	23	132	234	83	317
Steuerrückstellungen	1.497	43	1.540	1.620	349	1.969
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	905	92	997	1.208	321	1.529
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	358	4	362	359	1	360
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	528	52	580	587	78	665
Umweltschutzverpflichtungen	90	7	97	108	38	146
Zinszahlungsverpflichtungen	261	1	262	398	11	409
Rückgabeverpflichtungen für CO ₂ -Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien		885	885		1.600	1.600
Übrige sonstige Rückstellungen	331	721	1.052	604	1.472	2.076
	4.457	2.274	6.731	5.841	4.797	10.638
	15.863	2.615	18.478	19.249	5.137	24.386

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 23 Mio. € (Vorjahr: 45 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 wie für eine beitragsorientierte Versorgungszusage, obwohl es sich um einen leistungsorientierten Pensionsplan handelt. Der Pensionsplan für Arbeitnehmer in den Niederlanden wird von der Stichting Pensioenfonds ABP (vgl. 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 2019 voraussichtlich Arbeitgeberbeiträge in Höhe von ca. 8 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €) eingezahlt. Die Beiträge werden für die Gesamtheit der Begünstigten verwendet. Sofern die Mittel von ABP nicht ausreichen, 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 verlangen. Deren Höhe ist u. a. abhängig von der Anzahl der Planteilnehmer, der Höhe des Gehalts und der Altersstruktur der Teilnehmer. Zum 31. Dezember 2018 betrug die Anzahl unserer aktiven Planteilnehmer rund 600 (Vorjahr: ca. 2.000). Die Vorjahresangaben schließen noch Angaben von Unternehmensteilen der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten ein.

RWE hat zur Finanzierung der Pensionszusagen für deutsche Konzerngesellschaften 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.

In Großbritannien ist es gesetzlich vorgeschrieben, dass leistungsorientierte Versorgungspläne mit ausreichenden und angemessenen Vermögenswerten zur Deckung der Pensionsverpflichtungen ausgestattet werden. Die betriebliche Altersvorsorge erfolgt über den branchenweiten Electricity Supply Pension Scheme (ESPS), in dem RWE und innogy jeweils eigene zweckgebundene und voneinander unabhängige Sektionen besitzen. Diese werden von Treuhändern verwaltet, die von den Mitgliedern der Pensionspläne gewählt bzw. von den Trägerunternehmen ernannt werden. Die Treuhänder sind für das Management der Pensionspläne verantwortlich. Hierzu zählen Investitionen, Rentenzahlungen und Finanzierungspläne. Die Pensionspläne umfassen jeweils die zugehörigen Versorgungsverpflichtungen und das zugehörige Planvermögen für Tochterunternehmen des innogy-Konzerns und des RWE-Konzerns. Es ist gesetzlich vorgeschrieben, dass alle drei Jahre eine technische Bewertung der erforderlichen Finanzierung der Pensionspläne durchgeführt wird. Dabei werden die Versorgungsverpflichtungen auf Basis konservativer Annahmen bewertet, die von den Vorgaben nach IFRS abweichen. Die zugrunde liegenden versicherungsmathematischen Annahmen beinhalten im Wesentlichen die unterstellte Lebenserwartung der Mitglieder der Pensionspläne ebenso wie Annahmen zu Inflation, Rechnungszinssätzen und Marktrenditen des Planvermögens.

Die letzten technischen Bewertungen für die RWE- und innogy-Sektionen des ESPS wurden zum 31. März 2016 durchgeführt.

In Summe ergab sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 574,6 Mio. £. RWE, innogy und die Treuhänder haben daraufhin einen Plan für 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. In der Folge wurden die Einzahlungspläne der RWE- und innogy-Sektionen unter Beibehaltung der jährlichen Beträge zeitlich bis zum Jahr 2022 bzw. 2029 verlängert. 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 technischen Bewertung zuzustimmen.

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 %	31.12.2018		31.12.2017	
	Inland	Ausland ¹	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	1,70	2,70	2,00	2,30
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,30	2,35	3,20
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,20 bzw. 3,10	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,10 bzw. 3,00

¹ Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Für die zum 31. Dezember 2018 in den zur Veräußerung bestimmten Schulden ausgewiesenen Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten werden die folgenden Rechnungsannahmen zugrunde gelegt:

Rechnungsannahmen in %	31.12.2018	
	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	1,80	2,80
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,30
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	2,20 bzw. 3,10

¹ Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte)	31.12.2018				31.12.2017			
	Davon:		Davon:		Davon:		Davon:	
	Level 1		Level 1		Level 1		Level 1	
in Mio. €	Inland ¹	nach IFRS 13	Ausland ²	nach IFRS 13	Inland ¹	nach IFRS 13	Ausland ²	nach IFRS 13
Aktien, börsengehandelte Fonds	1.396	1.375	469	208	3.559	1.699	662	254
Zinstragende Titel	3.245	4	3.720	1.641	6.874		4.793	2.109
Immobilien	4				17			
Mischfonds ³	613	229	613	324	1.326	364		
Alternative Investments	689	406	784	2	1.412	544	922	
Sonstiges ⁴	72	68	308	7	241	102	193	8
	6.019	2.082	5.894	2.182	13.429	2.709	6.570	2.371

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 Rückdeckungsansprüche gegenüber Versicherungen und sonstiges Kassenvermögen von Unterstützungskassen.

Grundlage unserer Kapitalanlagepolitik in Deutschland sind eine detaillierte Analyse des Planvermögens und der Pensionsverpflichtungen und deren Verhältnis zueinander mit dem Ziel, 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 bei RWE liegt auf in- und ausländischen Staatsanleihen. Zur Steigerung der Durchschnittsverzinsung werden auch höherverzinsliche Unternehmensanleihen in das Portfolio aufgenommen. Aktien haben im Portfolio ein geringeres Gewicht als Rentenpapiere. Die Anlage erfolgt in verschiedenen Regionen. Aus der Anlage in Aktien soll langfristig eine Risikoprämie gegenüber Rentenanlagen erzielt werden. Um zusätz-

lich möglichst gleichmäßig hohe Erträge zu erreichen, wird auch in Produkte investiert, die im Zeitablauf relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen sollen. Darunter werden Produkte verstanden, deren Erträge wie die von Rentenanlagen schwanken, die aber dennoch mittelfristig einen Mehrertrag erzielen, sogenannte Absolute-Return-Produkte (u. a. auch Dach-Hedgefonds).

In Großbritannien berücksichtigen wir bei der Kapitalanlage die Struktur der Pensionsverpflichtungen sowie Liquiditäts- und Risikoaspekte. Dabei ist es das Ziel der Anlagestrategie, den Kapitaldeckungsgrad der Pensionspläne zu erhalten und die vollständige Finanzierung der Pensionspläne über den Zeitablauf sicherzustellen. Um die Finanzierungskosten zu mindern und Überschussrenditen zu erzielen, nehmen wir auch Anlagen mit einem höheren Risiko in unser Portfolio. Der Schwerpunkt der Kapitalanlage liegt auf Staats- und Unternehmensanleihen.

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: 01.01.2018	25.316	19.999	103	5.420
Laufender Dienstzeitaufwand	210			210
Zinsaufwand/Zinsertrag	413	340		73
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		- 788		788
Gewinne/Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	44			44
Gewinne/Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	380			380
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	- 71			- 71
Währungsanpassungen	- 45	- 46	- 1	
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	8	8		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		259		- 259
Rentenzahlungen der Fonds ²	- 907	- 852		- 55
Änderungen des Konsolidierungskreises/Umbuchungen	- 10.376	- 7.001	- 106	- 3.481
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	- 10.461	- 7.005	- 106	- 3.562
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	15			15
Allgemeine Verwaltungskosten		- 6		6
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			217	217
Stand: 31.12.2018	14.987	11.913	213	3.287
Davon: Inland	9.208	6.019		3.189
Davon: Ausland	5.779	5.894	213	98

1 Davon 138 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 121 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

Veränderung der Pensionsrückstellungen	Barwert der Versorgungs- ansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Gesamt
in Mio. €				
Stand: 01.01.2017	26.334	19.602	29	6.761
Laufender Dienstzeitaufwand	325			325
Zinsaufwand/Zinsertrag	501	381		120
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		744		- 744
Gewinne/Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	- 145			- 145
Gewinne/Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	- 528			- 528
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	- 89			- 89
Währungsanpassungen	- 246	- 233		- 13
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	12	12		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds ¹		476		- 476
Rentenzahlungen der Fonds ²	- 1.069	- 980		- 89
Änderungen des Konsolidierungskreises	278	3		275
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	- 57			- 57
Allgemeine Verwaltungskosten		- 6		6
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			74	74
Stand: 31.12.2017	25.316	19.999	103	5.420
Davon: Inland	18.613	13.429	103	5.287
Davon: Ausland	6.703	6.570		133

1 Davon 190 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 286 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. €	31.12.2018		31.12.2017	
Veränderung des Rechnungszinses um + 50/- 50 Basispunkte				
- Inland	- 644	728	- 1.370	1.554
- Ausland	- 373	420	- 485	554
Veränderung des Gehaltstrends um - 50/+ 50 Basispunkte				
- Inland	- 49	51	- 151	158
- Ausland	- 29	32	- 61	71
Veränderung des Rententrends um - 50/+ 50 Basispunkte				
- Inland	- 442	484	- 937	1.027
- Ausland	- 267	298	- 350	394
Erhöhung der Lebenserwartung um ein Jahr				
- Inland		425		772
- Ausland		202		245

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, steigende Marktzinsen hingegen vermindern i. d. R. das Planvermögen.

Der Barwert der Versorgungsverpflichtungen abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die Nettoposition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsverpflichtungen.

Die bilanzierte Pensionsrückstellung für fondsfinanzierte und nicht fondsfinanzierte Versorgungsansprüche betrug am Bilanzstichtag 2.826 Mio. € (Vorjahr: 3.694 Mio. €) bzw. 461 Mio. € (Vorjahr: 1.726 Mio. €).

Im Geschäftsjahr 2018 betraf der nachzuerrechnende Dienstzeitaufwand aufgrund eines Urteils zur Angleichung von Mindestrentenansprüchen um geschlechtsspezifische Faktoren sowie aufgrund von Abfindungsleistungen überwiegend Pensionsverpflichtungen in Großbritannien. Zudem wurde im Fall von deutschen

Vorruhestandsregelungen der Anspruch des Mitarbeiters auf die Zahlung eines Nachteilsausgleichs teilweise neu bewertet. Im Vorjahr beruhte der nachverrechnete Dienstzeitaufwand im Wesentlichen auf Effekten im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen sowie der Neubewertung einer Ruhegeldordnung, jeweils in Deutschland.

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 höher sein können als die Anpassung gemäß der gesetzlichen Anpassungspflicht.

Einige Versorgungspläne im Inland garantieren ein bestimmtes Rentenniveau unter Einbeziehung der gesetzlichen Rente (Gesamtversorgungssysteme). Zukünftige Minderungen des gesetzlichen Rentenniveaus könnten damit für RWE zu höheren Rentenzahlungen führen.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) betrug im Inland 15 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre) und im Ausland 14 Jahre (Vorjahr: 16 Jahre).

Im Geschäftsjahr 2019 wird RWE für leistungsorientierte Pläne der fortgeführten Aktivitäten voraussichtliche Zahlungen in Höhe von 220 Mio. € (geplant Vorjahr: 400 Mio. €) als unmittelbare Rentenleistungen und Einzahlungen in das Planvermögen tätigen.

Rückstellungen im Kernenergie- und Bergbaubereich	Stand: 01.01.2018	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2018
in Mio. €							
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.005	48		135		-244	5.944
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.323	127	-56	96	77	-51	2.516
	8.328	175	-56	231	77	-295	8.460

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.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich werden nahezu ausschließlich als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bilanziert. Nach heutigem Stand der Planung werden wir die Rückstellungen größ-

tenteils bis 2045 in Anspruch nehmen. Der auf Basis des aktuellen Marktzinsniveaus für risikolose Geldanlagen ermittelte Diskontierungssatz betrug zum Bilanzstichtag 0,4 % (Vorjahr: 0,6 %), die auf Basis von Erwartungen zu den allgemeinen Lohn- und Preissteigerungen und dem Produktivitätsfortschritt abgeleitete Eskalationsrate 1,5 % (Vorjahr: 1,5 %). Der kernenergiespezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, betrug damit -1,1 % (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 48 Mio. €. Neben mengenbedingten Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens beruhen die Rückstellungszuführungen darauf, dass aktuelle Schätzungen per saldo zu einer Erhöhung der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Der Zinsanteil an der Zuführung zu den Rückstellungen beträgt 135 Mio. €. Von den Rückstellungsveränderungen wurden 74 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 8 Mio. €. Im Berichtsjahr haben wir überdies Rückstellungen in Höhe von 171 Mio. € für die Stilllegung von Kernkraftwerken in Anspruch genommen. Hierfür waren ursprünglich Stilllegungs- und Rückbaukosten in entsprechender Höhe aktiviert worden, und zwar bei den Anschaffungskosten der betreffenden Kernkraftwerke.

Gemäß den Regelungen des Gesetzes zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung verbleibt die Zuständigkeit für die Stilllegung und den Rückbau der Anlagen sowie die Verpackung der radioaktiven Abfälle bei den Unternehmen. Der Stilllegungs- und Rückbauprozess umfasst dabei alle Tätigkeiten nach der endgültigen Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks bis zur Entlassung des Kraftwerksstandorts aus dem Regelungsbereich des Atomgesetzes. Der eigentliche Rückbau beginnt, nachdem die Brennelemente, die Betriebsmedien und die radioaktiven Betriebsabfälle aus der Anlage entfernt und die Rückbauplanung und das Genehmigungsverfahren abgeschlossen wurden. 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.

Wir untergliedern die Rückstellungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich deshalb nach dem im Rahmen der Kraftwerksstilllegung anfallenden Restbetrieb, dem Abbau von Kernkraftwerksanlagen sowie den Kosten für die Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung der radioaktiven Abfälle.

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Restbetrieb	2.515	2.577
Abbau	1.810	1.766
Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung	1.619	1.662
	5.944	6.005

Die Rückstellung für den Restbetrieb von Kernkraftwerksanlagen umfasst alle Aktivitäten, die weitgehend unabhängig von Abbau und Entsorgung anfallen, aber für einen sicheren bzw. genehmigungskonformen Anlagenzustand notwendig bzw. behördlich gefordert sind. Neben der Betriebsüberwachung und dem Objektschutz gehören hierzu im Wesentlichen die Wartung, wiederkehrende

Prüfungen, Instandhaltung, der Strahlen- und Brandschutz sowie die Infrastrukturanpassung.

In der Rückstellung für den Abbau der Kernkraftwerksanlagen sind alle Maßnahmen zur Demontage von Anlagen, Anlagenteilen, Systemen und Komponenten sowie von Gebäuden enthalten, die im Rahmen des Atomgesetzes zurückgebaut werden müssen. Des Weiteren ist hier der konventionelle Rückbau von Kernkraftwerksanlagen berücksichtigt, sofern dafür gesetzliche oder sonstige Verpflichtungstatbestände vorliegen.

Die Rückstellung für Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung umfasst sowohl die Kosten für die Bearbeitung der radioaktiven Reststoffe, um sie schadlos zu verwerten, als auch die Kosten für die Behandlung der radioaktiven Abfälle, die während des laufenden Betriebs entstanden sind bzw. beim Abbau entstehen. Darin enthalten sind die verschiedenen Verfahren der Konditionierung, das fachgerechte Verpacken der schwach- und mittelradioaktiven Abfälle in geeignete Behälter sowie deren Transport an die vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragte BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung mbH (BGZ). Darüber hinaus sind auch die Kosten für die Rückführung der aus der Wiederaufarbeitung stammenden Abfälle sowie die Kosten für die fachgerechte Verpackung abgebrannter Brennelemente, d. h. Kosten für Beladung und Anschaffung von Transport- und Zwischenlagerbehältern, enthalten.

Im Auftrag des Kernkraftwerksbetreibers bewertet die international renommierte NIS Ingenieurgesellschaft mbH (NIS), Alzenau, jährlich die voraussichtlichen Restbetrieb- 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 Rückbauprojekten. Darüber hinaus fließen in die Kostenberechnungen aktuelle Entwicklungen ein. Darin eingeschlossen sind auch die Kosten für die Konditionierung und das fachgerechte Verpacken der beim Abbau entstehenden radioaktiven Abfälle sowie deren Transport an die vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragte BGZ. Weitere Kostenschätzungen für die Entsorgung radioaktiver Abfälle 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.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich lassen sich nach ihrer vertraglichen Konkretisierung wie folgt aufgliedern:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	4.462	4.453
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	1.482	1.552
	5.944	6.005

Die Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfasst die Kosten des Restbetriebs der laufenden Anlagen sowie die Kosten des Abbaus, der Reststoffbearbeitung und der Abfallbehandlung der Stilllegungsabfälle.

Die Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen enthält sämtliche Verpflichtungen, deren Bewertung durch zivilrechtliche Verträge konkretisiert ist. In den Verpflichtungen enthalten sind u. a. die zu erwartenden restlichen Kosten der Wiederaufarbeitung und der Rücknahme der daraus resultierenden radioaktiven Abfälle. 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 fachgerechte Verpackung radioaktiver Betriebsabfälle sowie die im Restbetrieb anfallenden Eigenpersonalkosten der endgültig außer Betrieb genommenen Anlagen.

Auch die **bergbaubedingten Rückstellungen** sind größtenteils langfristig und decken das am Bilanzstichtag verursachte Verpflichtungsvolumen vollständig ab. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Davon wird über die kontinuierliche Rekultivierung der Tagebauflächen hinaus ein Großteil der Inanspruchnahmen zur Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue für den Zeitraum von 2030 bis 2100 erwartet. Die Kostenschätzungen basieren in wesentlichen Teilen auf externen Gutachten.

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 im Berichtsjahr 2018 von 4,2 % auf 4,1 % gesenkt. Die Eskalationsrate, in der sowohl künftig erwartete Preis- und Kostensteigerungen als auch ein Risikozuschlag berücksichtigt sind, verringerte sich in gleichem Maße von 2,9 % auf 2,8 %. 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 70 Mio. € verringern (erhöhen).

Im Berichtsjahr wurden den bergbaubedingten Rückstellungen 127 Mio. € aufgrund mengenbedingter Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens zugeführt, von denen 109 Mio. € unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert wurden. Die Rückstellungsaufösungen in Höhe von 56 Mio. € ergeben sich u. a. dadurch, dass aktuelle Schätzungen zu einer Absenkung der erwarteten Kosten der Wiedernutzbarmachung geführt haben. Der Zinsanteil erhöhte die bergbaubedingten Rückstellungen um 96 Mio. €.

Sonstige Rückstellungen	Stand: 01.01.2018	Zufüh- rungen	Auf- lösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassun- gen, Um- buchungen	Davon: als „Zur Veräuße- rung bestimmt“ ausge- wiesen	Inan- spruch- nahmen	Stand: 31.12.2018
in Mio. €								
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.567	640	- 21	3	- 689	- 745	- 676	824
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	317	47	- 45	3	- 172	- 127	- 18	132
Steuerrückstellungen	1.969	125	- 10		- 379	- 369	- 165	1.540
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.529	171	- 309	8	- 225	- 224	- 177	997
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	360	4	- 1	1	- 1		- 1	362
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	665	11	- 6	12	- 88	- 87	- 14	580
Umweltschutzverpflichtungen	146	8	- 1	- 5	- 47	- 47	- 4	97
Zinszahlungsverpflichtungen	409	7			- 154	- 26		262
Rückgabeverpflichtungen für CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien	1.600	1.339	- 9		- 1.069	- 1.066	- 976	885
Übrige sonstige Rückstellungen	2.076	490	- 113	13	- 1.034	- 1.096	- 380	1.052
	10.638	2.842	- 515	35	- 3.858	- 3.787	- 2.411	6.731

Die **Steuerrückstellungen** umfassen im Wesentlichen Ertragsteuern.

Die **Rückstellungen für Verpflichtungen aus dem Personalbereich** umfassen im Wesentlichen Rückstellungen für Altersteilzeitregelungen, Abfindungen, ausstehenden Urlaub und Jubiläen sowie erfolgsabhängige Gehaltsbestandteile. Auf Basis aktueller Erwartungen gehen wir für die Mehrheit von einer Inanspruchnahme in den Jahren 2019 bis 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 2019 bis 2025 aus. Dabei werden Beträge für Personalmaßnahmen aus der Rückstellung für

Verpflichtungen aus Restrukturierungen in Rückstellungen für Verpflichtungen aus dem Personalbereich umgegliedert, sobald die zugrunde liegende Restrukturierungsmaßnahme konkretisiert ist. Dies ist der Fall, wenn individuelle Verträge zum sozialverträglichen Personalabbau von betroffenen Mitarbeitern unterschrieben wurden.

Die **Rückstellungen für Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen** umfassen vor allem drohende Verluste aus schwebenden Geschäften.

Aus heutiger Sicht erwarten wir den Großteil der Inanspruchnahme der **Rückstellungen für den Rückbau von Windparks** in den Jahren 2020 bis 2038 und der **sonstigen Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen** in den Jahren 2019 bis 2060.

(23) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten in Mio. €	31.12.2018		31.12.2017	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen ¹	1.103		12.059	990
Commercial Paper				456
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	473	81	1.333	261
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		533		389
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	422	152	1.022	691
	1.998	766	14.414	2.787

¹ Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 523 Mio. € (Vorjahr: 12.633 Mio. €) verzinslich.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der wesentlichen Anleihen des RWE-Konzerns, wie sie sich zum 31. Dezember 2018 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE AG/innogy SE	480 Mio. € ¹	12	3,5	Oktober 2037
RWE AG	539 Mio. € ²	537	2,75	April 2075
RWE AG	282 Mio. € ²	281	3,5	April 2075
RWE AG	317 Mio. US\$ ²	273	6,625	Juli 2075
Anleihen		1.103		

¹ Davon entfallen 12 Mio. € auf die RWE AG und 468 Mio. € auf die innogy SE.

² Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

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					
	31.12.2018			31.12.2017		
	Nominal- wert	Abzinsungs- betrag	Barwert	Nominal- wert	Abzinsungs- betrag	Barwert
in Mio. €						
Fällig im Folgejahr	10		10	11		11
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	39		39	41	1	40
Fällig nach über 5 Jahren	192		192	197		197
	241		241	249	1	248

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 72 Mio. € (Vorjahr: 85 Mio. €) durch Grundpfandrechte gesichert.

(24) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.2018		31.12.2017	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
in Mio. €				
Verbindlichkeiten aus Steuern		105		725
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	2	14	6	66
Derivate	362	6.698	975	3.282
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse			1.168	168
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	144	383	244	2.841
	508	7.200	2.393	7.082
Davon: finanzielle Schulden	379	6.877	1.033	5.337
Davon: nicht finanzielle Schulden	129	323	1.360	1.745

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

In den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten sind Vertragsverbindlichkeiten in Höhe von 76 Mio. € enthalten. Der Anfangsbestand zum 1. Januar 2018 in Höhe von 1.314 Mio. € reduzierte sich im Wesentlichen durch den Ausweis von 1.274 Mio. € als „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“.

Zudem entfielen von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten 56 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €) auf Investitionszuwendungen der öffentlichen Hand, die im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Bau von Windparks und der Modernisierung eines Kraftwerks gewährt worden sind.

Von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten entfielen im Vorjahr 1.451 Mio. € auf finanzielle Schulden in Form kurzfristiger Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung nicht beherrschender Anteile (Put-Optionen).

Sonstige Angaben

(25) 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 in Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2018	2017
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	335	1.900
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		- 196	1.702
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		531	198
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	0,54	3,09
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		- 0,32	2,77
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		0,86	0,32
Dividende je Stammaktie	€	0,70 ¹	1,50
Dividende je Vorzugsaktie	€	0,70 ¹	1,50

¹ Vorschlag für das Geschäftsjahr 2018

(26) 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 sind abhängig von ihrer Klassifizierung mit den fortgeführten Anschaffungskosten oder dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Finanzinstrumente werden für Zwecke der Bilanzierung den nachfolgenden Kategorien zugeordnet:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente: Die vertraglichen Geldflüsse bestehen ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag und für das Finanzinstrument besteht eine Halteabsicht bis zur Endfälligkeit.
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente: Die vertraglichen Geldflüsse bestehen ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag und für das Finanzinstrument besteht sowohl eine Halte- als auch eine Veräußerungsabsicht.
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente: Von der Option, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes direkt im Eigenkapital auszuweisen, wird Gebrauch gemacht.
- Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle

Vermögenswerte: Die vertraglichen Geldflüsse aus Fremdkapitalinstrumenten bestehen nicht ausschließlich aus Zins und Tilgung auf den ausstehenden Kapitalbetrag, oder die Option zum Ausweis von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes von Eigenkapitalinstrumenten direkt im Eigenkapital wird nicht angewendet.

Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Die Bewertung von zum beizulegenden Zeitwert angesetzten Finanzinstrumenten erfolgt anhand des veröffentlichten Börsenkurses, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Fremd- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme unter Berücksichtigung makroökonomischer Entwicklungen und Unternehmensplandaten ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle restlaufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IFRS 9 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 Notierungen nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Annahmen werden in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten ermittelt.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner 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 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen identischer Finanzinstrumente, 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 2018	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2017	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	400	93	159	148	1.109	80	208	821
Derivate (aktiv)	7.271		7.115	156	4.263		4.230	33
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.644		1.644		1.456		1.456	
Wertpapiere	3.606	1.618	1.988		4.893	3.168	1.725	
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	4.031	1.755	1.472	804				
Derivate (passiv)	7.060		7.025	35	4.257		4.253	4
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.134		1.134		643		643	
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	1.343		1.343					

Aufgrund der erhöhten Anzahl von Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden Wertpapiere mit einem beizulegenden Zeitwert von 14 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert. Gegenläufig wurden wegen einer verminderten Anzahl von Preisquotierungen finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert von 12 Mio. € von Stufe 1 nach Stufe 2 umgegliedert.

Die folgende Darstellung zeigt die Entwicklung der nach Stufe 3 zum beizulegenden Zeitwert bilanzierten Finanzinstrumente:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2018	Stand: 01.01.2018	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2018
in Mio. €			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen	821	– 741	– 42	12	98	148
Finanzforderungen	35	– 35				
Derivate (aktiv)	33		140		– 17	156
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		736	30	– 1	39	804
Derivate (passiv)	4		36		– 5	35

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2017	Stand: 01.01.2017	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2017
in Mio. €			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen	789	– 48	– 6		86	821
Derivate (aktiv)	37	1	15		– 20	33
Derivate (passiv)	10		4		– 10	4

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 2018	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2017	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	25	25	16	16
Materialaufwand	- 24	- 24	- 4	- 4
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	96	96		
Beteiligungsergebnis	- 45	- 45	- 22	- 22
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	40	48	15	21
	92	100	5	11

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugs- und Rohstoffverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Strom- und Gaspreise abhängig. Bei steigenden Marktpreisen erhöht sich bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Marktpreisen verringert er sich. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10 % würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 41 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 41 Mio. € führen.

Für die in den übrigen Finanzanlagen enthaltenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-

Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen oder Gemeinschaftsunternehmen sowie für die übrigen Beteiligungen, deren beizulegender Zeitwert nicht verlässlich bestimmbar ist, werden die Anschaffungskosten als Näherungswert herangezogen. Für diese Finanzinstrumente kann daher keine Sensitivitätsberechnung bereitgestellt werden.

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden im Vorjahr gemäß IAS 39 die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigung für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanz- forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2017	127	233	469	11	840
Zuführungen	54	24	157		235
Umbuchungen	9	- 2	8	- 2	13
Währungsanpassungen			- 4		- 4
Abgänge	11	14	233	7	265
Stand: 31.12.2017	179	241	397	2	819

Im Vorjahr lagen gemäß IAS 39 im Anwendungsbereich von IFRS 7 nicht wertberichtigte überfällige Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige Forderungen	Bruttowert 31.12.2017	Wert- berichtigte überfällige Forderungen	Nicht wertberichtigte in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
in Mio. €			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
Finanzforderungen	2.345	18					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.808	474	343	40	33	25	138
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.509	3					4
	12.662	495	343	40	33	25	142

Die Angaben zu den Wertminderungen gemäß IFRS 9 für das aktuelle Geschäftsjahr werden unter den Kreditrisiken (siehe Seite 147 ff.) erläutert.

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich im Berichtsjahr in die Bewertungskategorien nach IFRS 9 (Vorjahr: IAS 39) mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2018	31.12.2017
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	11.128	2.807
Davon: zu Handelszwecken gehalten		2.807
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	8.483	
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt	2.645	
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte		6.002
Kredite und Forderungen		11.692
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	14.757	
Davon: zur Veräußerung bestimmt	6.244	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	1.715	
Davon: zur Veräußerung bestimmt	975	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	817	
Davon: zur Veräußerung bestimmt	408	
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	7.258	3.614
Davon: zu Handelszwecken gehalten		3.614
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	5.926	
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt	1.332	
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	20.621	19.754
Davon: zur Veräußerung bestimmt	15.545	

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei den Finanzverbindlichkeiten. Ihr Buchwert beträgt 2.764 Mio. € (Vorjahr: 17.201 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 2.842 Mio. € (Vorjahr: 19.167 Mio. €). Davon entfallen 1.080 Mio. €

(Vorjahr: 14.774 Mio. €) auf Stufe 1 und 1.762 Mio. € (Vorjahr: 4.393 Mio. €) auf Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung je nach Bewertungskategorie (2018 nach IFRS 9; 2017 nach IAS 39) mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis je Bewertungskategorie in Mio. €	2018	2017
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	362	– 178
Davon: zu Handelszwecken gehalten		– 178
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet	362	
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte		8
Kredite und Forderungen		1.926
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	186	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	25	
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	14	
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	– 236	– 5

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

Bei den zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten wurden im Vorjahr Wertänderungen in Höhe von 74 Mio. € nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Darüber hinaus wurden im Vorjahr ursprünglich erfolgsneutral gebuchte Wertänderungen von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten in Höhe von 30 Mio. € als Ertrag realisiert.

Für einen Teil der Investitionen in Eigenkapitalinstrumente wird die Option ausgeübt, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income auszuweisen. Hierbei handelt es sich um strategische Investitionen und andere langfristige Beteiligungen sowie Wertpapiere in Spezialfonds.

Beizulegender Zeitwert von erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Eigenkapitalinstrumenten	
in Mio. €	31.12.2018
Wertpapiere in Spezialfonds	378
Nordsee One GmbH	31

Im Berichtsjahr 2018 wurden Dividendenerträge aus diesen Finanzinstrumenten in Höhe von 13 Mio. € erfasst, von denen 4 Mio. € auf Eigenkapitalinstrumente entfallen, die im selben Jahr veräußert wurden. Im Berichtsjahr wurden außerdem erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente aufgrund der bestehenden Anlagestrategie veräußert. Deren beizulegender Zeitwert bei Ausbuchung belief sich auf 312 Mio. €. Der daraus entstandene Verlust betrug 2 Mio. €.

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32 saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen. Die saldierten finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten umfassen im Wesentlichen täglich fällige Sicherheitsleistungen für Börsengeschäfte.

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2018	Ange-setzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicher- heiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	14.915	– 14.232	683		– 400	283
Derivate (passiv)	10.532	– 10.101	431	– 186	– 245	

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2017	Ange-setzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicher- heiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	8.204	– 7.419	785		– 305	480
Derivate (passiv)	8.291	– 7.264	1.027	– 118	– 318	591

Die zugehörigen nicht saldierten Beträge umfassen für außerbörsliche Transaktionen erhaltene und geleistete Barsicherheiten sowie im Rahmen von Börsengeschäften im Voraus zu erbringende Sicherheitsleistungen.

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 führt das vollkonsolidierte Tochterunternehmen innogy SE als Finanzbeteiligung und übt ihre Kontrolle über die innogy SE durch die gesetzlichen Organe Aufsichtsrat und den Mehrheitseinfluss in der Hauptversammlung aus. Eine Folge davon ist, dass RWE und innogy jeweils ein eigenes unabhängiges Management der Zins-, Währungs-, Liquiditäts- und Kreditrisiken betreiben. Risikokennzahlen aus diesen Bereichen werden somit für den jeweiligen Teilkonzern ausgewiesen.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Währungsmanagement große Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar sind wichtige Fremdwährungen für den Konzern. Brennstoffe notieren u. a. 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 zum 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. Die an die innogy SE übertragenen Finanzschulden und zinstragenden Anleihen werden ausschließlich von der innogy SE gesteuert.

Die Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der langfristigen Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement zentral von der 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 Kraftwerkeinsatzes 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. innogy hält keine Derivate zu Handelszwecken.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE 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. innogy steuert ausschließlich finanzwirtschaftliche Risiken u. a. über diese Kennzahlen.

Mit der VaR-Methode ermitteln und überwachen RWE und innogy 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 und innogy unterscheiden bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE- und dem innogy-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser betrug zum Bilanzstichtag 2,3 Mio. € für RWE (Vorjahr: 2,7 Mio. €) und 3,4 Mio. € für innogy (Vorjahr: 3,2 Mio. €). Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktsteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2018 bei 5,9 Mio. € für RWE (Vorjahr: 3,7 Mio. €) und 11,0 Mio. € für innogy (Vorjahr: 10,8 Mio. €). RWE ermittelt den CFaR unter der Annahme einer Refinanzierung fälliger Schulden, während innogy den planerischen Finanzierungsbedarf unterstellt.

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2018 für RWE bei 1,1 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €) und für innogy bei unter 1 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €). Er entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen. Abweichend gegenüber dem Vorjahr bildet der VaR zusätzlich das Risiko zeitlicher Inkongruenzen ab.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2018 bei 6,9 Mio. € für RWE (Vorjahr: 2,7 Mio. €) und 4,7 Mio. € für innogy (Vorjahr: 3,0 Mio. €).

Bei der RWE Supply & Trading sind zentrale interne Steuerungsgrößen für Commodity-Positionen der VaR für das Handelsgeschäft und der VaR für das gebündelte Geschäft mit Gas und verflüssigtem Erdgas (LNG). Der VaR darf hierbei maximal 40 Mio. € bzw. 12 Mio. € betragen. Zum 31. Dezember 2018 belief sich der VaR im Handelsgeschäft auf 12,4 Mio. € (Vorjahr: 7,9 Mio. €) bzw. für das gebündelte Gas- und LNG-Geschäft auf 5,1 Mio. € (Vorjahr: 2,2 Mio. €).

Im Handels- und gebündelten LNG- und Gasgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem auf monatlicher Basis Stress-Tests durchgeführt, um die Auswirkungen von Commodity-Preisänderungen auf die Ertragslage zu simulieren und gegebenenfalls 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 gegebenenfalls risikomindernde Maßnahmen erwogen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften der Segmente Braunkohle & Kernenergie sowie Europäische Stromerzeugung werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen auf das Segment Energiehandel 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 der Segmente Braunkohle & Kernenergie sowie Europäische Stromerzeugung gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten. Commodity-Preisrisiken können bei innogy in Bezug auf die Erzeugungspositionen aus erneuerbaren Energien, im Gasspeichergeschäft und im Vertriebsgeschäft abseits von Fixpreisprodukten bestehen. Zum 31. Dezember 2018 belief sich das aggregierte Commodity-Preisrisiko bei innogy, das aus den noch nicht gesicherten Commodity-Risikopositionen der Unternehmensbereiche von innogy ermittelt wurde, bezogen auf das Jahr 2019 auf 90 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €).

Zu den wichtigsten Instrumenten für die 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 20 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 IFRS 9 dienen in erster Linie der Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Marktpreisrisiken von Commodities, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Währungs- und Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken von CO₂-Emissionsrechten zu begrenzen. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft (Letzteres hinsichtlich des abgesicherten Risikos) erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Zum Abschlussstichtag des Vorjahres betrug der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Fair Value Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente 10 Mio. €. Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte hinsichtlich des abgesicherten Risikos entstanden im Vorjahr Gewinne in Höhe von 17 Mio. €, während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Verlusten in Höhe von 17 Mio. € führten, die jeweils im Finanzergebnis erfasst wurden.

Zum 31. Dezember 2018 hat RWE zur Absicherung des beizulegenden Zeitwertes von Rohstoffpreisrisiken die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Fair Value Hedges	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
CO ₂ -Derivate			
Nominalvolumen (in Mio. €)			39
Gesicherter Durchschnittspreis (in €/Tonne)			5,57

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Währungs- und Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin-, Swap- und Optionsgeschäfte mit Devisen und Zinsen sowie Termin-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, so lange im Other Comprehensive Income berücksichtigt, bis das Grundgeschäft realisiert wird. Der ineffektive Teil der Wertänderung wird erfolgswirksam erfasst. Bei der Absicherung von Commodities basieren Grund- und Sicherungsgeschäfte auf demselben Preisindex. Hieraus entsteht grundsätzlich keine Ineffektivität. Bei der Absicherung von Fremdwährungsrisiken kann eine Ineffektivität aus dem zeitlichen Versatz zwischen der Entstehung des Grund- und dem Abschluss des Sicherungsgeschäfts entstehen. Ebenso kann es zu Ineffektivitäten kommen, wenn die Sicherungsgeschäfte wesentliche Fremdwährungs-Basis-Spreads enthalten. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein oder wird mit dem erstmaligen Wertansatz eines Vermögenswerts oder einer Verbindlichkeit verrechnet. Im Vorjahr betrug der bilanzierte beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Cash Flow Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente 478 Mio. €.

Zum 31. Dezember 2018 hat RWE zur Absicherung von künftigen Zahlungsströmen bei Fremdwährungsrisiken die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	1.534	135	738
Durchschnittskurs EUR/USD	1,20		1,19
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,90	0,91	0,92
Durchschnittskurs EUR/CAD	1,57	1,58	1,55
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	–1.743	–339	–217
Durchschnittskurs EUR/USD	1,23	1,28	1,17
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,90	0,91	0,91
Durchschnittskurs EUR/CAD	1,53		

Zum 31. Dezember 2018 hat RWE zur Absicherung von künftigen Zahlungsströmen bei Zinsrisiken die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Zinsswaps			
Nominalvolumen (in Mio. €)			1.642
Gesicherter Durchschnitts- zins (in %)			1,56

Die kommerzielle Optimierung des Kraftwerkportfolios basiert auf einer dynamischen Sicherungsstrategie. Basierend auf Änderungen von Marktpreisen, der Marktliquidität und dem Absatzgeschäft mit Endkunden erfolgt eine fortwährende Anpassung der Grund- und Sicherungsgeschäfte. Eine Sicherung von Commodity-Preisen erfolgt dann, wenn hierdurch ein positiver Deckungsbeitrag erzielt wird. Der proprietäre Handel mit Commodities ist im Risikomanagement hiervon strikt getrennt.

Im Vorjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von 950 Mio. € nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges betrugen im Vorjahr 0 Mio. €. Darüber hinaus wurden im Vorjahr Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 148 Mio. € nach Steuern, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Ertrag realisiert. Zudem erhöhten im Vorjahr erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 208 Mio. €.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten (Net Investment Hedges) dienen der Absicherung gegen Fremdwäh-

rungsrisiken 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 beizulegende Zeitwert der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt. Zum 31. Dezember 2018 hat RWE zur Absicherung von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Net Investment Hedges	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Anleihen und Devisen- terminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	56		
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,89		
Anleihen und Devisen- terminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 1.576		– 4.370
Durchschnittskurs EUR/AUD	1,58		
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,89		0,85
Durchschnittskurs EUR/USD	1,23		

Im Fall von Anleihen, die als Sicherungsinstrumente für Net Investment Hedges eingesetzt werden, wurde für die Berechnung der Durchschnittskurse der Wechselkurs zum Zeitpunkt der Designation der Sicherungsbeziehung verwendet.

Die in Sicherungsbeziehungen designierten Sicherungsinstrumente hatten zum 31. Dezember 2018 folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Sicherungsinstrumente – Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage	Nominal- wert	Buchwert		Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Erfasste Ineffektivität
		Aktiv	Passiv		
in Mio. €					
Fair Value Hedges					
Rohstoffpreisisiken	39		146	– 126	
Cash Flow Hedges					
Zinsrisiken	1.642		42	– 26	
Fremdwährungsrisiken	108	39	63	– 18	– 11
Rohstoffpreisisiken	4.516 ¹	1.056	861	4.611	
Net Investment Hedges					
Fremdwährungsrisiken	– 5.890	7	4.070	37	– 3

¹ Der angegebene Nettonominalwert setzt sich zusammen aus Käufen in Höhe von 7.904 Mio. € und Verkäufen in Höhe von 3.388 Mio. €.

Die Buchwerte der Sicherungsinstrumente sind in den Bilanzpositionen „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte“ und „Übrige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Die in Sicherungsbeziehungen designierten Grundgeschäfte haben zum 31. Dezember 2018 folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Fair Value Hedges	Buchwert		Davon kumulierte Anpassungen des beizulegenden Zeitwertes		Änderung des beizulegenden Zeitwertes des Berichtsjahres
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	
in Mio. €					
Rohstoffpreisrisiken	185		146		126

Cash Flow Hedges und Net Investment Hedges	Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Rücklage für laufende Sicherungsbeziehungen	Rücklage für bereits beendete Sicherungsbeziehungen
in Mio. €			
Cash Flow Hedges			
Zinsrisiken	26	-158	
Fremdwährungsrisiken	6	13	
Rohstoffpreisrisiken	4.611	5.004	
Net Investment Hedges			
Fremdwährungsrisiken	-19	1.380	171

Die Buchwerte der Grundgeschäfte bei Fair Value Hedges sind in der Bilanzposition „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte“ ausgewiesen. Realisationen aus dem OCI sowie etwaige Ineffektivitäten werden in der Gewinn- und Verlustrechnung innerhalb der Positionen ausgewiesen, in denen auch die Grundgeschäfte ergebniswirksam erfasst werden. Dies sind bei Realisationen aus dem OCI die Positionen Umsatzerlöse und Materialaufwand, während Ineffektivitäten in den sonstigen betrieblichen Erträgen und Aufwendungen erfasst werden. Realisationen und etwaige Ineffektivitäten aus der Sicherung von Zinsrisiken werden in der Gewinn- und Verlustrechnung innerhalb der Positionen Finanzerträge und Finanzaufwendungen ausgewiesen.

Für das Geschäftsjahr 2018 ergibt sich folgende Überleitung der Veränderung der Rücklage für Sicherungsbeziehungen bezogen auf die verschiedenen Risikokategorien der bilanziellen Sicherungsbeziehungen:

Rücklage für Sicherungsbeziehungen in Mio. €	
Stand: 01.01.2018	43
Cash Flow Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	5.085
Zinsrisiken	-26
Fremdwährungsrisiken	12
Rohstoffpreisrisiken	5.099
Aus OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliederter Gewinn oder Verlust – Realisation Grundgeschäfte	-473
Rohstoffrisiken	-473
Als Anpassung der Anschaffungskosten erfasster Gewinn oder Verlust	187
Zinsrisiken	31
Fremdwährungsrisiken	-15
Rohstoffrisiken	171
Steuerlicher Effekt der Rücklagenveränderung	-1.502
Net Investment Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	57
Fremdwährungsrisiken	57
Verrechnung mit Währungsanpassungen	-57
Stand: 31.12.2018	3.340

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhalten RWE und innogy Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken mit guter Bonität und zu anderen Handelspartnern mit überwiegend guter Bonität. Zusätzlich unterhält innogy im Rahmen von Großprojekten – wie dem Bau von Windparks – Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Geschäftspartnern mit guter Bonität. Bei RWE und innogy werden Kontrahentenrisiken vor Vertragsabschluss geprüft. Beide Unternehmen begrenzen solche Risiken, indem sie Limite festlegen und diese im Laufe der Geschäftsbeziehung anpassen, sofern sich die Bonität von Geschäftspartnern ändert. Kontrahentenrisiken werden kontinuierlich überwacht, damit bei Bedarf frühzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Zudem sind RWE und innogy Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Wir identifizieren diese Risiken durch regelmäßige Analysen der Bonität unserer Kunden und leiten bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein.

Um Kreditrisiken zu verringern, verlangen RWE und innogy u. a. die Gewährung von Garantien, Barsicherheiten und sonstigen Sicherheitsleistungen. Außerdem schließen wir Kreditversicherungen gegen Zahlungsausfälle ab. Als Sicherheiten erhaltene Bankgarantien stammen von Finanzinstituten, die i. d. R. von Ratingagenturen mit einem Rating von mindestens „A-/A3“ bewertet werden. Sicherheiten von Kreditversicherungen werden von Versicherern mit einem Rating im Investment-Grade-Bereich gestellt.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich aus den Buchwerten der in der Bilanz angesetzten finanziellen Vermögenswerte. Bei Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen ergeben, durch die wir für den Ausfall eines bestimmten Schuldners gegenüber konzernfremden Gläubigern eintreten müssen. Zum 31. Dezember 2018 betrugen diese Verpflichtungen 223 Mio. € (Vorjahr: 161 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2018 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 1,3 Mrd. € (Vorjahr: 1,4 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 0,2 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 0,3 Mrd. € (Vorjahr: 0,4 Mrd. €) auf Derivate in Sicherungsbeziehungen, 0,8 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) auf sonstige Derivate und 0 Mrd. € auf „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“. Weder im Geschäftsjahr 2018 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Bei finanziellen Vermögenswerten wird die Risikovorsorge im RWE-Konzern auf Grundlage der erwarteten Kreditverluste bestimmt. Diese werden auf Basis der Ausfallwahrscheinlichkeit, der Verlustquote und der Forderungshöhe bei Ausfall bestimmt. Bei der Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeit und der Verlustquote stützen wir uns auf historische Daten und zukunftsgerichtete Informationen. Die Forderungshöhe zum Zeitpunkt des Ausfalls finanzieller Vermögenswerte ist der Bruttobuchwert am Bilanzstichtag. Der auf dieser Basis ermittelte erwartete Kreditverlust finanzieller Vermögenswerte entspricht der mit dem ursprünglichen Effektivzinssatz diskontierten Differenz zwischen den vertraglich vereinbarten und den von RWE erwarteten Zahlungen. Bei Leasingforderungen werden die vertraglich vereinbarten Zahlungen

nach den Vorgaben des IAS 17 ermittelt. Die Zuordnung zu einer der unten erläuterten Stufen hat einen Einfluss auf die Höhe der erwarteten Verluste und der zu erfassenden effektiven Zinserträge.

- Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust: Finanzielle Vermögenswerte werden bei Zugang grundsätzlich dieser Stufe zugeordnet – ausgenommen jene, die bereits bei Erwerb oder Ausgabe wertgemindert waren und daher separat betrachtet werden. Die Höhe der Wertminderung ergibt sich aus den für die Gesamtlaufzeit des Finanzinstruments erwarteten Zahlungsströmen, multipliziert mit der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls innerhalb von zwölf Monaten nach dem Bilanzstichtag. Der für die Bewertung verwendete Effektivzins wird auf Basis des Buchwertes vor Wertminderung (brutto) bestimmt.
- Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit (brutto): Hat sich das Ausfallrisiko in der Zeit zwischen dem Erstansatz und dem Abschlussstichtag wesentlich erhöht, ist der finanzielle Vermögenswert dieser Stufe zuzuordnen. Im Unterschied zu Stufe 1 werden bei der Ermittlung der Wertminderung auch solche Ausfallereignisse berücksichtigt, von denen erwartet wird, dass sie mehr als zwölf Monate nach dem Abschlussstichtag eintreten werden. Der für die Bewertung verwendete Effektivzins wird weiterhin auf den Buchwert vor Wertminderung (brutto) angewendet.
- Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit (netto): Sofern neben den Kriterien für Stufe 2 ein objektiver Hinweis auf eine Wertminderung vorliegt, ist der finanzielle Vermögenswert der Stufe 3 zuzuordnen. Die Berechnung der Wertminderung erfolgt analog zur Stufe 2. Jedoch wird in diesem Fall der für die Bewertung verwendete Effektivzins auf den Buchwert nach Wertminderung (netto) angewendet.

Im RWE-Konzern werden Risikovorsorgen für finanzielle Vermögenswerte der folgenden Kategorien gebildet:

- Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente,
- Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente.

Bei Fremdkapitalinstrumenten, für die kein wesentlicher Anstieg des Kreditrisikos seit Erstansatz vorliegt, wird eine Risikovorsorge in Höhe der erwarteten Zwölf-Monats-Kreditverluste (Stufe 1) gebildet. Zusätzlich wird ein Finanzinstrument der Stufe 1 des Wertminderungsmodells zugeordnet, wenn das absolute Kreditrisiko zum Bilanzstichtag gering ist. Das Kreditrisiko wird als gering eingestuft, wenn das interne oder externe Rating des Schuldners im Investment-Grade-Bereich liegt. Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen entspricht die Risikovorsorge den über die Restlaufzeit erwarteten Kreditverlusten (Stufe 2).

Um festzulegen, ob ein Finanzinstrument der Stufe 2 des Wertminderungsmodells zuzuordnen ist, muss am Bilanzstichtag bestimmt werden, ob sich das Kreditrisiko seit der erstmaligen Erfassung des Finanzinstruments wesentlich erhöht hat. Für die Beurteilung ziehen wir quantitative und qualitative Informationen heran, die sich auf unsere Erfahrungen und Annahmen über künftige

Entwicklungen stützen. Besondere Bedeutung wird dabei der Branche beigemessen, in der die Schuldner des RWE-Konzerns tätig sind. Unsere Erwartungen stützen sich u. a. auf Studien und Daten von Finanzanalysten und staatlichen Stellen. Besonderes Augenmerk gilt dabei den folgenden Entwicklungen:

- wesentliche Verschlechterung des internen oder externen Ratings des Finanzinstruments,
- ungünstige Veränderungen von Risikoindikatoren wie Credit Spreads oder schuldnerbezogenen Credit Default Swaps,
- negative Entwicklungen im regulatorischen, technologischen oder wirtschaftlichen Umfeld des Schuldners,
- Gefahr eines ungünstigen Geschäftsverlaufs mit deutlich verringerten operativen Erträgen.

Unabhängig davon wird ein wesentlicher Anstieg des Kreditrisikos und damit eine Zuordnung des Finanzinstruments zur Stufe 2 angenommen, wenn die vertraglich vereinbarten Zahlungen mehr als 30 Tage überfällig sind und keine Informationen vorliegen, die diese Annahme widerlegen.

Aus Daten des internen Kreditrisikomanagements leiten wir Schlussfolgerungen über den möglichen Ausfall einer Gegenpartei ab. Deuten interne oder externe Informationen darauf hin, dass die Gegenpartei ihre Verpflichtungen nicht erfüllen kann, werden die betreffenden Forderungen als uneinbringlich eingestuft und der Stufe 3 des Wertminderungsmodells zugeordnet. Beispiele für solche Informationen sind:

- Der Schuldner der Forderung hat offenkundig finanzielle Schwierigkeiten.
- Der Schuldner ist bereits vertragsbrüchig geworden, indem er Zahlungen nicht oder verspätet geleistet hat.
- Dem Kreditnehmer mussten bereits Zugeständnisse gemacht werden.

- Eine Insolvenz oder ein sonstiges Sanierungsverfahren droht.
- Der Markt für den finanziellen Vermögenswert ist nicht mehr aktiv.
- Ein Verkauf ist nur mit einem hohen Abschlag möglich, der die verringerte Bonität des Schuldners widerspiegelt.

Ein Zahlungsausfall und eine damit verbundene Zuordnung des finanziellen Vermögenswertes zur Stufe 3 wird ebenfalls dann angenommen, wenn die vertraglich vereinbarten Zahlungen mehr als 90 Tage überfällig sind und keine Informationen vorliegen, die die Annahme eines Zahlungsausfalls widerlegen. Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen gehen wir auf Basis unserer Erfahrungen in der Regel davon aus, dass diese Annahme nicht einschlägig ist.

Ein finanzieller Vermögenswert wird abgeschrieben, wenn Hinweise über ernsthafte finanzielle Schwierigkeiten der Gegenpartei vorliegen und eine Besserung der Lage unwahrscheinlich ist. Auch im Falle einer Abschreibung ergreifen wir möglicherweise rechtliche und sonstige Maßnahmen, um die vertraglich vereinbarten Zahlungen durchzusetzen.

Für die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigung finanzieller Vermögenswerte	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Bei Erwerb oder Ausgabe wertgemindert	Summe
in Mio. €					
Finanzforderungen					
Stand 01.01.2018	53	16		71	140
Neubewertung aufgrund geänderter Bewertungsparameter	1	1			2
Neu erworbene/ausgegebene finanzielle Vermögenswerte	1				1
Zurückgezahlte oder ausgebuchte finanzielle Vermögenswerte	-1				-1
Änderung des Konsolidierungskreises	-10			-71	-81
Umbuchungen	-21				-21
Stand: 31.12.2018	23	17			40

Für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen wird der erwartete Kreditverlust mithilfe eines vereinfachten Ansatzes unter Berücksichtigung der Gesamtlaufzeit der Finanzinstrumente ermittelt.

Im RWE-Konzern existieren keine Fälle, in denen aufgrund von gehaltenen Sicherheiten der Ansatz einer Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen unterblieben ist.

Die folgende Tabelle zeigt die Entwicklung der Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen:

Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Mio. €	
Stand: 01.01.2018 (gemäß IFRS 9)	405
Zuführung	85
Abgang	-81
Währungsumrechnung	-2
Änderungen Konsolidierungskreis	-390
Umbuchungen	10
Stand: 31.12.2018	27

Die folgende Tabelle stellt die Bruttobuchwerte der Finanzinstrumente im Anwendungsbereich des Wertminderungsmodells dar:

Bruttobuchwerte finanzieller Vermögenswerte zum 31.12.2018	Äquivalent zu S&P-Skala	Stufe 1 – erwarteter Zwölf-Monats-Kreditverlust	Stufe 2 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Stufe 3 – erwarteter Kreditverlust über die Gesamtlaufzeit	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Summe
in Mio. €						
Klasse 1–5: geringes Risiko	AAA bis BBB–	7.228			1.611	8.839
Klasse 6–9: mittleres Risiko	BB+ bis BB–	68	11		297	376
Klasse 10: erhöhtes Risiko	B+ bis B–	5	13		65	83
Klasse 11: zweifelhaft	CCC bis C				6	6
Klasse 12: Verlust	D			1	20	21
		7.301	24	1	1.999	9.325

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 2019 werden Anleihen mit einem Volumen von rund 0,8 Mrd. € (Vorjahr: 1,0 Mrd. €) und Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 0,1 Mrd. € (Vorjahr: 0,3 Mrd. €) fällig. Zusätzlich sind kurzfristige Schulden zu begleichen.

Am 31. Dezember 2018 belief sich der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren auf 7.132 Mio. € (Vorjahr: 8.826 Mio. €).

Die innogy SE verfügt seit Anfang Oktober 2017 über eine eigene syndizierte Kreditlinie von 2 Mrd. € bis Oktober 2022. Diese kann zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Darüber hinaus ist eine Aufstockung des Kreditrahmens um 1 Mrd. € möglich. Die Kredit-

linie der RWE AG wurde im Oktober 2017 auf 3 Mrd. € abgesenkt. Sie läuft noch bis März 2021. Das Commercial-Paper-Programm der RWE AG über 5 Mrd. US\$ (Vorjahr: 5 Mrd. US\$) war zum Bilanzstichtag mit 0 Mrd. € (Vorjahr: 0,5 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die innogy SE verfügte zum 31. Dezember 2018 über ein Commercial-Paper-Programm in Höhe von 3 Mrd. €, das jedoch nicht in Anspruch genommen war. Darüber hinaus kann sich die RWE AG in Höhe von 10 Mrd. € und die innogy SE in Höhe von 20 Mrd. € im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich zum Bilanzstichtag auf 0 Mrd. € (Vorjahr: 0 Mrd. €) bei der RWE AG und 13,3 Mrd. € (Vorjahr: 12,1 Mrd. €) bei der innogy SE. 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	Buchwerte in Mio. €	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2020			2020		
		2019	bis 2023	ab 2024	2019	bis 2023	ab 2024
Anleihen ¹	1.103		539	564	102	129	81
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	554	87	90	413	13	51	31
Verbindlichkeiten aus Leasing	241	10	39	192			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	333	155	13	170	7	27	428
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	7.060	6.681	100	282	26	58	143
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	533	533					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	2.553	2.549	8	4			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten	Buchwerte in Mio. €	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2019			2019		
		2018	bis 2022	ab 2023	2018	bis 2022	ab 2023
Anleihen ¹	13.049	990	4.495	7.677	666	1.912	3.189
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.594	262	810	522	35	84	3
Verbindlichkeiten aus Leasing	248	11	41	197			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.464	712	92	684	12	28	434
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	4.257	3.429	385	447	41	105	296
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	389	389					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.451	1.451					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	5.601	5.525	30	74			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2018 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger in Höhe von insgesamt 145 Mio. € (Vorjahr: 90 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 78 Mio. € gegeben (Vorjahr: 71 Mio. €), die im Jahr 2019 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements finden sich auf Seite 73 ff. im Lagebericht.

(27) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2018 auf 2.396 Mio. € (Vorjahr: 489 Mio. €). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Investitionen in Sachanlagevermögen. Im Vorjahr bestanden nicht angesetzte Verpflichtungen zur Bereitstellung von Darlehen oder anderen Finanzmitteln an Gemeinschaftsunternehmen in Höhe von 10 Mio. €.

Die Verpflichtungen aus Operating-Leasing-Verhältnissen 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	
	31.12.2018	31.12.2017
Fällig in bis zu 1 Jahr	59	265
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	159	685
Fällig nach über 5 Jahren	354	1.261
	572	2.211

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 2018 auf 27,9 Mrd. € (Vorjahr: 25,8 Mrd. €), wovon 0,8 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 0,9 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 2018 auf 7,8 Mrd. € (Vorjahr: 6,8 Mrd. €); davon werden 0,8 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,4 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, ergibt sich für 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 ab dem 1. Januar 2019 23,259 % (bis zum 31. Dezember 2018: 21,347 %) 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.

(28) Segmentberichterstattung

RWE ist in vier Segmente untergliedert, die nach funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind.

Im Segment Braunkohle & Kernenergie berichten wir über die deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft. Dazu gehört auch der rheinische Braunkohletagebau.

Das Segment Europäische Stromerzeugung umfasst das deutsche, britische, niederländische/belgische und türkische Stromerzeugungsgeschäft durch Gas- und Steinkohlekraftwerke, das schottische Biomassekraftwerk Markinch und die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. Ergänzt wird das Segment durch Wasserkraftwerke in Deutschland und Luxemburg.

Im Segment Energiehandel sind der Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie das Gas-Midstream-Geschäft zusammengefasst. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert.

Das Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten umfasst jene Teile von innogy, die vor dem Hintergrund des mit E.ON vereinbarten Tauschgeschäfts langfristig im RWE-Konzern verbleiben werden. Dabei handelt es sich um das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, die Gasspeicher von innogy, die in Deutschland und Tschechien angesiedelt sind, und die Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag. 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.

Die im Vorjahr im Segment innogy enthaltenen Netz- und Vertriebsaktivitäten sowie die Holding und internen Dienstleister werden nunmehr als „nicht fortgeführte Aktivitäten“ ausgewiesen und sind in der Segmentberichterstattung nicht mehr enthalten.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und die RWE AG erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehört im Wesentlichen unsere Minderheitsbeteiligung am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2018 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom- erzeugung	Energie- handel	Fortgeführte innogy- Aktivitäten	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	1.144	926	10.317	1.124	18	13.529
Konzern-Innenumsatz	2.340	3.768	3.434	386	– 9.928 ¹	
Gesamtumsatz	3.484	4.694 ²	13.751	1.510	– 9.910	13.529
Bereinigtes EBIT	77	37	177	349	– 21	619
Betriebliches Beteiligungsergebnis	58	7	– 44	61	94	176
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	58	6		53	94	211
Betriebliche Abschreibungen	279	297	6	350	– 13	919
Außerplanmäßige Abschreibungen	14	29		4		47
Bereinigtes EBITDA	356	334	183	699	– 34	1.538
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	60	125	3	740	539	1.467
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	230	245	13	592	– 1	1.079

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz – 9.929 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 1 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.213 Mio. €

Regionen 2018 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz^{1,2}	4.531	4.358	3.130	984	385	13.388
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	5.882	5.286	3.004		430	14.602

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2017 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom- erzeugung	Energie- handel	Fortgeführte innogy- Aktivitäten	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	1.271	926	10.632	1.087	37	13.953
Konzern-Innenumsatz	2.898	3.967	3.419	377	– 10.661 ¹	
Gesamtumsatz	4.169	4.893 ²	14.051	1.464	– 10.624	13.953
Bereinigtes EBIT	399	155	265	398	– 47	1.170
Betriebliches Beteiligungsergebnis	63	10	– 16	29	35	121
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	63	– 2		32	44	137
Betriebliche Abschreibungen	272	308	6	387	6	979
Außerplanmäßige Abschreibungen	311	26		39	6	382
Bereinigtes EBITDA	671	463	271	785	– 41	2.149
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	64	105	3	2.214	460	2.846
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	269	147	7	285	– 2	706

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz – 10.679 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 18 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.166 Mio. €

Regionen 2017 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1, 2, 3}	4.995	4.593	2.915	849	470	13.822
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	18.660	6.930	11.418		322	37.330

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

3 Angepasste Vorjahreswerte

Außenumsatz nach Produkten 2018	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom-erzeugung	Energie-handel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Sonstige, Konsoli-dierung	RWE-Konzern
in Mio. €						
Außenumsatz¹	1.132	925	10.190	1.124	17	13.388
Davon: Strom	303	542	8.447	799	– 1	10.090
Davon: Gas		17	1.502	47	– 1	1.565
Davon: Sonstige Erlöse	829	366	241	278	19	1.733

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

Außenumsatz nach Produkten 2017	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Strom-erzeugung	Energie-handel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Sonstige, Konsoli-dierung	RWE-Konzern
in Mio. €						
Außenumsatz¹	1.259	923	10.517	1.087	36	13.822
Davon: Strom	451	594	8.628	755	2	10.430
Davon: Gas		11	1.738	48	– 2	1.795
Davon: Sonstige Erlöse	808	318	151	284	36	1.597

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

EBITDA 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	2018	2017
in Mio. €		
Bereinigtes EBITDA	1.538	2.149
– Betriebliche Abschreibungen	– 919	– 979
Bereinigtes EBIT	619	1.170
+ Neutrales Ergebnis	– 161	949
+ Finanzergebnis	– 409	– 63
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	49	2.056

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 Beteiligun-

gen oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen sowie Effekte aus der Marktbewertung bestimmter Derivate handeln.

Neutrales Ergebnis	2018	2017
in Mio. €		
Veräußerungsergebnis	– 25	107
Ergebniseffekte aus Derivaten	– 146	– 480
Sonstige	10	1.322
Neutrales Ergebnis	– 161	949

Weitere Ausführungen zum neutralen Ergebnis finden sich auf Seite 47.

(29) 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 166 Mio. € (Vorjahr: 166 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 176 Mio. € (Vorjahr: 341 Mio. €),
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 321 Mio. € (Vorjahr: 409 Mio. €),
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 107 Mio. € (Vorjahr: 137 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 922 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 43 Mio. € (Vorjahr: 88 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 60 Mio. € (Vorjahr: 60 Mio. €) enthalten. Zudem sind im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit Käufe in Höhe von 2 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €) und Verkäufe in Höhe von 687 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) von Anteilen an Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten enthalten, die nicht zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten.

In der folgenden Tabelle sind die Veränderungen der Verbindlichkeiten aus Finanzierungstätigkeiten dargestellt:

Finanzverbindlichkeitspiegel	01.01.2018	Aufnahme/ Tilgung	Änderungen des Konsolidierungs- kreises	Davon: als „Zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2018
in Mio. €								
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	2.787	– 196	– 2.845	– 2.779	32	– 58	1.046	766
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	14.414	435	– 13.840	– 13.840	4	1	984	1.998
Sonstige Posten		– 1.494						

Finanzverbindlichkeitspiegel	01.01.2017	Aufnahme/ Tilgung	Änderungen des Konsolidierungs- kreises	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2017
in Mio. €							
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	2.142	– 209	– 39	175	– 144	862	2.787
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	16.041	– 322	– 13	– 377		– 915	14.414
Sonstige Posten		– 338					

Der in der Zeile „Sonstige Posten“ angegebene Betrag enthält zahlungswirksame Änderungen aus Finanzderivaten und Marginzahlungen, die innerhalb der Kapitalflussrechnung im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen werden.

Die flüssigen Mittel unterliegen Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 38 Mio. €).

(30) 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 Abwasserdienst-

leistungen, 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.

(31) 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	
	2018	2017	2018	2017
Erträge	1.855	3.553	79	90
Aufwendungen	3.193	2.992	48	74
Forderungen	140	247	64	145
Verbindlichkeiten	191	168	8	8

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: 7 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 56 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 142 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen, d. h., die Konditionen dieser Geschäfte unterschieden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 165 Mio. € (Vorjahr: 285 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 166 Mio. € (Vorjahr: 139 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 578 Mio. € (Vorjahr: 1.426 Mio. €).

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Für das Geschäftsjahr 2018 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. Die folgenden Angaben beziehen sich auf die Gesamtvergütungen nach IAS 24.

Das Management in Schlüsselpositionen (Vorstände und Aufsichtsräte) erhielt für das Geschäftsjahr 2018 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 19.721 Tsd. € (Vorjahr: 22.121 Tsd. €).

Außerdem betrugen die aktienbasierten Vergütungen im Rahmen des LTIP SPP 7.479 Tsd. € (Vorjahr: 3.183 Tsd. €) und der Dienstzeitaufwand für Pensionen 536 Tsd. € (Vorjahr: 538 Tsd. €). Für Verpflichtungen gegenüber dem Management in Schlüsselpositionen sind insgesamt 36.052 Tsd. € (Vorjahr: 32.624 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 6.880 Tsd. € (Vorjahr: 7.274 Tsd. €). Hierin enthalten ist eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des LTIP SPP mit einem Ausgabezeitwert von 2.350 Tsd. € (125.000 RWE-Performance-Shares). Im Vorjahr wurde eine aktienbasierte Vergütung mit einem Ausgabezeitwert von 2.567 Tsd. € (192.556 RWE- und 10.264 innogy-Performance-Shares) gewährt.

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich inklusive der Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften im Geschäftsjahr 2018 auf 3.480 Tsd. € (Vorjahr: 3.637 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 10.802 Tsd. € (Vorjahr: 10.699 Tsd. €), davon 940 Tsd. € (Vorjahr: 918 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 146.721 Tsd. € (Vorjahr: 146.430 Tsd. €). Davon entfielen 8.516 Tsd. € (Vorjahr: 8.601 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 196 ff. aufgeführt.

(32) Honorare des Abschlussprüfers

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 die

prüferische Durchsicht von Zwischenabschlüssen. Zu den anderen Bestätigungsleistungen, die vergütet wurden, zählen die Prüfung des internen Kontrollsystems 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. In den sonstigen Leistungen sind im Wesentlichen Vergütungen für Beratungen im Zusammenhang mit IT-Projekten enthalten.

RWE hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC), und andere Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks erbrachten, folgende Honorare als Aufwand erfasst:

Honorare des PwC-Netzwerks	2018		2017	
	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
in Mio. €				
Abschlussprüfungsleistungen	17,7	11,0	17,5	10,9
Andere Bestätigungsleistungen	5,1	4,7	3,4	3,2
Steuerberatungsleistungen	0,7	0,6	0,3	0,3
Sonstige Leistungen	3,8	1,8	3,2	0,8
	27,3	18,1	24,4	15,2

(33) Nutzung der Befreiungsvorschrift gemäß § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2018 in Teilen von der Befreiungsvorschrift gemäß § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen,
- GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen,
- Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems),
- KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen,
- Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln,
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim,
- RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln,
- RWE Technology International GmbH, Essen,
- RWE Trading Services GmbH, Essen.

(34) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Zeitraum vom 1. Januar 2019 bis zur Aufstellung des Konzernabschlusses am 27. Februar 2019 sind folgende wesentliche Ereignisse eingetreten:

Empfehlung Strukturwandel-Kommission

Im Januar 2019 hat die von der Bundesregierung eingerichtete Kommission mit der Bezeichnung „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ihren Abschlussbericht vorgelegt. Das Gremium aus Vertretern von Industrie, Gewerkschaften, Wissenschaft, Bürgerinitiativen und Umweltorganisationen spricht sich darin für einen schrittweisen Ausstieg aus der deutschen Kohleverstromung bis 2038 aus. Bereits bis Ende 2022 soll der Bestand an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken im Markt durch Stilllegungen oder Umrüstungen auf jeweils 15 GW Erzeugungsleistung gesenkt werden. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 9 GW und Steinkohlekraftwerke mit insgesamt 8 GW am Markt sein. Die Bundesregierung will nun auf der Basis der Empfehlungen ein Gesetzespaket zum Klimaschutz vorlegen und Gespräche mit den betroffenen Unternehmen aufnehmen. Über die Empfehlungen der Kommission und ihre möglichen Folgen für RWE informieren wir auf Seite 33 ausführlich.

Verkauf Heizkraftwerk

Mit dem Verkauf des belgischen Heizkraftwerks Inesco an den britischen Chemiekonzern INEOS konnten wir Ende Februar 2019 eine weitere Desinvestition abschließen. Die elf Jahre alte Anlage befindet sich in einem von INEOS betriebenen Chemiepark bei Antwerpen.

Kündigung Hybridanleihe

Am 6. Februar 2019 haben wir bekannt gegeben, eine Hybridanleihe über 750 Mio. £ zum 20. März 2019 zu kündigen, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen. Nach IAS 32 war die Hybridanleihe zum Bilanzstichtag als Eigenkapital klassifiziert.

Erwerb Netz-Beteiligung

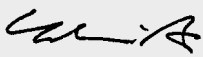
Ende Februar hat RWE die Mehrheitsbeteiligung der innogy SE am tschechischen Verteilnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) erworben. Das hatten wir im Rahmen des mit E.ON vereinbarten Tausches von Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen zugesagt. Ebenso hatten wir uns dazu verpflichtet, die IGH-Beteiligung an E.ON weiterzuverkaufen. innogy war mit 50,04 % an IGH beteiligt. Die übrigen Anteile werden vom australischen Finanzdienstleister und Infrastrukturinvestor Macquarie gehalten. Der Erwerb der IGH ist eine konzerninterne Transaktion, die im RWE-Konzernabschluss zu einer Verminderung der Anteile anderer Gesellschafter führen wird.

(35) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG und die innogy SE sind die nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärungen zum Deutschen 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 2019

Der Vorstand



Schmitz



Krebber

¹ www.rwe.com/entsprechenserklaerung-2018

² www.innogy.com/entsprechenserklaerung-2018

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 e I) HGB zum 31.12.2018

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	172.445	-9.306
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-66.665	-1.462
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	21.926	837
Andromeda Wind s.r.l., Bozen/Italien		51	8.903	3.387
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		90	38.900	2.898
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	1.754	-1.604
Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gündremmingen		100	27.208	763
Bayerische Elektrizitätswerke Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Augsburg		100	24.728	¹
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gündremmingen		62	57.581	3.128
Belectric Australia Pty. Limited, Southbank/Australien		100	-503	-36
Belectric France S.à r.l., Vendres/Frankreich		100	356	-182
Belectric Italia s.r.l., Latina/Italien		100	2.574	-160
Belectric Solar & Battery – Gruppe – (vorkonsolidiert)			40.347	-25.820 ²
Belectric Chile Energia Fotovoltaica LTDA, Santiago de Chile/Chile		100		
Belectric Espana Fotovoltaica S.L., Madrid/Spanien		100		
BELECTRIC GmbH, Kolitzheim		100		
Belectric Inversiones Latinoamericana S.L., Madrid/Spanien		100		
Belectric Israel Ltd., Be'er Scheva/Israel		100		
Belectric Photovoltaic India Private Limited, Mumbai/Indien		100		
BELECTRIC PV Dach GmbH, Sömmerda		100		
Belectric Solar & Battery GmbH, Kolitzheim		100		
Belectric Solar Ltd., Slough/Großbritannien		100		
hoch.rein Beteiligungen GmbH, Kolitzheim		100		
Inversiones Belectric Chile LTDA, Santiago de Chile/Chile		100		
Jurchen Technology India Private Limited, Mumbai/Indien		100		
Solar Holding Poland GmbH, Kolitzheim		100		
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.938	¹
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.313	335
Bristol Channel Zone Limited, Bristol/Großbritannien		100	-2.070	-100
Broadband TelCom Power, Inc., Santa Ana/USA		100		³
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	19.783	¹
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	644.109	31.711
Carl Scholl GmbH, Köln		100	536	-101
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-3.816	-373
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	10.705	805
Channel Energy Limited, Bristol/Großbritannien		100	-17.066	-780
Cloghaneleskirt Energy Supply Limited, Kilkenny City/Irland		100	0	0
Dromadda Beg Wind Farm Limited, Kilkenny City/Irland		100	1.421	-181
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	883	¹
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	28.541	-288
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	1.562	115
ELMU DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		100	692.199	32.842

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	738.577	26.885
ELMU-ÉMÁSZ Energiakereskedo Kft., Budapest/Ungarn		100	3.407	2.009
ELMU-ÉMÁSZ Energiaszolgáltató Zrt., Budapest/Ungarn		100	6.593	708
ELMU-ÉMÁSZ Energiatároló Kft., Budapest/Ungarn		100	69	60
ELMU-ÉMÁSZ Solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	-359	-370
ELMU-ÉMÁSZ Telco Kft., Budapest/Ungarn		100	105	7
ELMU-ÉMÁSZ Ügyfélszolgálati Kft., Budapest/Ungarn		100	1.113	1.107
ÉMÁSZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	274.107	10.491
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	56.917	36.492
Energiedirect B.V., Waalre/Niederlande		100	-52.480	500
Energienetze Berlin GmbH, Berlin		100	25	¹
Energies France S.A.S. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			31.329	198 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 Groep B.V. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			15.272	2.934 ²
Energiewacht Facilities B.V., Zwolle/Niederlande		100		
Energiewacht Groep B.V., Meppel/Niederlande		100		
GasWacht Friesland Facilities B.V., Leeuwarden/Niederlande		100		
Energiewacht N.V. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			28.546	2.290 ²
EGD-Energiewacht Facilities B.V., Assen/Niederlande		100		
Energiewacht installatie B.V., Assen/Niederlande		100		
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		100		
Energiewacht West Nederland B.V., Assen/Niederlande		100		
energis GmbH, Saarbrücken		72	128.852	14.832
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	33.002	¹
Energy Resources B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	141.252	1.098
Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	38.055	-6.048
Energy Resources Ventures B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	23.867	-114
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz		59	1.750.245	202.522
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	2.167	37
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	22.116	3.118
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	67.266	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	175.691	31.675
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	99.503	4.323
Essent CNG Cleandrive B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-28	-17
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	98.220	-4.600
Essent EnergieBewust Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-4	-4
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	446	-20
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	-275.174	-8.392
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	723.500	8.300
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	6.981.400	-755.900
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	842.220	149.900
Essent Rights B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		³
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	328.482	55.654
Eszak-magyarországi Áramszolgáltatató Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	286.599	10.794
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	828	495
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	11.347	¹
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	53.527	17.181
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		100	7.468	1.961
Fri-El Anzi Holding s.r.l., Bozen/Italien		51	7.368	1.161
Fri-El Anzi s.r.l., Bozen/Italien		100	7.652	2.221
Fri-El Guardionara Holding s.r.l., Bozen/Italien		51	10.184	2.463
Fri-El Guardionara s.r.l., Bozen/Italien		100	9.690	2.385
GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	908.842	177.895
GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	13.855.458	-19.392
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		100	17.700	1.600
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A beschränkt haftende OHG, Bergkamen		51	5.929	556
Generación Fotovoltaica De Alarcos, S.L.U., Barcelona/Spanien		100	3	0
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	59.014	1.018
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	40.061	16.548
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund	100	100	128.465	24.784
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	89.423	1.098
GridServices, s.r.o., Brno/Tschechien		100	38.266	32.536
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	24.683	2.545
Hardin Wind LLC, Chicago/USA		100		³
Harryburn Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.820	-410
Hof Promotion B.V., Eindhoven/Niederlande		100	-66	-337
Improvers B.V. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			1.002	592 ²
Certified B.V., Amsterdam/Niederlande		100		
Improvers B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100		
Improvers Community B.V., Amsterdam/Niederlande		100		
Konnektor B.V., Amsterdam/Niederlande		100		
innogy Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	233.106	¹
innogy Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	1.576.700	-1.413.500
innogy Bergheim Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
innogy Beteiligungsholding GmbH, Essen		100	3.895.026	¹
innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	¹
innogy Business Services Benelux B.V., Arnhem/Niederlande		100	-1.390	602
innogy Business Services Polska Sp. z o.o., Krakau/Polen		100	5.156	1.252
Innogy Business Services UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	-797	-21.123
innogy Česká republika a.s., Prag/Tschechien		100	2.153.310	254.531
innogy e-mobility US LLC, Delaware/USA		100	1.719	-536
innogy Energie, s.r.o., Prag/Tschechien		100	171.035	105.208
innogy Energo, s.r.o., Prag/Tschechien		100	21.434	-2.114
innogy Evendorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	¹
innogy Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	13.809	1.726
innogy Gas Storage NWE GmbH, Dortmund		100	350.087	¹
innogy Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	528.702	5.884
innogy Gastronomie GmbH, Essen		100	275	¹
innogy Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		50	1.135.490	193.020
Innogy GyM 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-12.204	-1.067
Innogy GyM 3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-12.204	-1.066
Innogy GyM 4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-36.635	-3.226
innogy Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	¹
innogy Hungária Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	1.689	-694
innogy indeland Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Eschweiler		100	55.222	2.000
innogy Innovation Berlin GmbH, Berlin		100	3.868	¹
INNOGY INNOVATION CENTER LTD, Tel Aviv/Israel		100	6.694	-831
innogy Innovation GmbH, Essen		100	180.038	¹
innogy Innovation UK Ltd., London/Großbritannien		100		¹⁰
innogy International Participations N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	9.316.100	-64.000
innogy IT Magyarország Kft. „v.a.”, Budapest/Ungarn		100	1.141	63
innogy Italia s.p.a., Mailand/Italien		100	17.259	5.061
innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	99	¹
innogy Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	¹
innogy Limondale Sun Farm Holding Pty. Ltd., Southbank/Australien		100		³
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 New Ventures LLC, Palo Alto/USA		100	61.665	3.381
innogy Offshore Wind Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-2.983	-456
innogy Polska IT Support Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
innogy Polska S.A., Warschau/Polen		100	411.754	99.841
Innogy Renewables Australia Pty Ltd., Southbank/Australien		100		³
innogy Renewables Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-22.813	-4.877
innogy Renewables Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	¹
Innogy Renewables Ireland Limited, Kilkenny City/Irland		100	0	-956

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
innogy Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	195.301	-7.235
Innogy Renewables UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.023.560	100.676
Innogy Renewables UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.791.052	174.766
Innogy Renewables US LLC, Dover/USA		100	72.477	-6.601
innogy Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	57.865	¹
innogy SE, Essen		77	8.926.111	907.605
innogy Seabreeze II GmbH & Co. KG, Essen		100	11.140	-2.245
innogy Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	8.240	7.841
Innogy Solutions Ireland Limited, Dublin/Irland		100	5.271	571
innogy solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	891	-1.004
innogy Solutions s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	1.177	147
innogy Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	¹
innogy South East Europe s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	1.058	-54
innogy Spain, S.A.U. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			132.941	1.843 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	0	8.346
innogy Stoen Operator Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	656.499	45.674
innogy Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	¹
innogy TelNet GmbH, Essen		100	25	¹
innogy Titz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Essen		100	25	¹
innogy Ventures GmbH, Essen		100	75.704	¹
innogy Wind Onshore Deutschland GmbH, Hannover		100	77.373	¹
innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		51	80.613	4.843
innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-34.615	1.631
innogy Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	2.468	2.044
innogy Zweite Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100	1.720.555	¹
Installatietechniek Totaal B.V., Leeuwarden/Niederlande		100	1.114	340
INVESTERG – Investimentos em Energias, SGPS, Lda. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			19.054	2.692 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		
IRUS Solar Development LLC, Dover/USA		100		³
IRUS Solar Holdings LLC, Dover/USA		100		³
IRUS Wind Development LLC, Dover/USA		100		³
IRUS Wind Holdings LLC, Dover/USA		100		³
IsoFitters BVBA, Herentals/Belgien		100	617	331
Isoprofs België BVBA, Hasselt/Belgien		100	-96	-157
Isoprofs B.V., Meijel/Niederlande		100	68	-110
iSWITCH GmbH, Essen		100	25	¹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
It's a beautiful world B.V., Amersfoort/Niederlande		100	4.987	2.625
Jurchen Technology GmbH, Kitzingen		100	2.665	-1.702
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		75	90.464	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	9.485	663
Koprivnica Opskrba d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	112	111
Koprivnica Plin d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	8.857	489
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Nuclear GmbH und der PreussenElektra GmbH, Lingen/Ems		88	144.433	6.204
Lechwerke AG, Augsburg		90	501.772	78.205
Leitungspartner GmbH, Düren		100	100	¹
LEW Anlagenverwaltung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Gundremmingen		100	295.990	13.873
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	461.243	10.154
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	87	¹
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	1.250	¹
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	8.548	7.289
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	139.816	¹
Licht Groen B.V., Amsterdam/Niederlande		100	192	101
Limondale Sun Farm Pty. Ltd., Southbank/Australien		100		³
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	48.751	4.668
MI-FONDS 178, Frankfurt am Main		100	753.875	5.415
MI-FONDS F55, Frankfurt am Main		100	573.856	3.967
MI-FONDS G50, Frankfurt am Main	100	100	1.738.989	-17.193
MI-FONDS G55, Frankfurt am Main		100	277.938	1.333
MI-FONDS J55, Frankfurt am Main		100	15.185	-440
MI-FONDS K55, Frankfurt am Main		100	121.755	-2.856
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	129.988	38.032
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	77.984	9.050
Montcogim – Plinara d.o.o., Sveta Nedelja/Kroatien		100	14.712	424
Nederland Isoleert B.V., Amersfoort/Niederlande		100	1.921	1.782
Nederland Schildert B.V., Amersfoort/Niederlande		100	-293	-174
Nederland Schildert Rijnmond B.V., Amersfoort/Niederlande		100	-2	-4
Nederland Verkoopt B.V., Amersfoort/Niederlande		100	189	176
NEW AG, Mönchengladbach		40 ⁴	175.895	59.552
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	95.699	17.896
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	15.587	41.904
NEW NiederrheinWasser GmbH, Viersen		100	46.613	11.501
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		98	13.961	2.022

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	13.330	4.139
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen		90	9.943	1.855
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	4.647	701
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	6.879	5.673
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	58.278	-43.143
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	-157	15
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-216.413	-2.303
Npower Group Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.087	-283
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	275.006	-34.991
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	-1.256.531	-117.388
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	-784.395	-26.653
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		100	312	¹
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.420	0
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	9.081	¹
Padcon GmbH, Kitzingen		100	1.980	1
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	18.548	-730
Plus Shipping Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	26.639	-426
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	56.718	7.900
Primus Projekt GmbH & Co. KG, Hannover		100	0	-1.013
PS Energy UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	-3.961	-3.023
Recargo Inc., El Segundo/USA		100		³
Regionetz GmbH, Aachen		49 ⁴	269.214	0
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	82.619	¹
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	¹
Rheinkraftwerk Albbrock-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	31.817	1.757
Rhein-Sieg Netz GmbH, Siegburg		100	20.774	¹
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	139.972	25.788
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	59.174	942
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	158.966	15.566
RL Besitzgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	115.086	14.683
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen		100	356.579	27.991
RUMM Limited, Ystrad Mynach/Großbritannien		100	91	-256
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	¹
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	222.050	-6.911
RWE Aktiengesellschaft, Essen			5.653.514	472.184
RWE Cogen UK (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	12.153	1.204
RWE Cogen UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	163.508	511
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-57.873	-4.451
RWE Energija d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	719	-1.068
RWE Generation Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	73.949	2.943
RWE Generation NL B.V., Arnhem/Niederlande		100	167.713	-61.783
RWE Generation NL Corner Participations B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	45.241	9.982

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
RWE Generation NL Participations B.V., Arnhem/Niederlande		100	-12.700	-16.300
RWE Generation NL Personeel B.V., Arnhem/Niederlande		100	11.825	-327
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.673	¹
RWE Generation UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.049.658	14.673
RWE Generation UK plc, Swindon/Großbritannien		100	1.817.722	182.854
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	8.185	-3.222
RWE Ljubljana d.o.o., Ljubljana/Slowenien		100	94	-3.263
RWE Markinch Limited, Swindon/Großbritannien		100	52.282	155.115
RWE Nuclear GmbH, Essen	100	100	100.000	¹
RWE Personeel B.V., Arnhem/Niederlande		100	-40	-40
RWE Plin d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	266	-798
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	2.037.209	¹
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	14.381	17.579
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	1.128.683	63.846
RWE Supply & Trading CZ GmbH, Essen		100	100.983	314
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.778	¹
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100	642	53
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	15.817	5.994
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	32.241	3.085
RWE Technology International GmbH, Essen		100	12.463	¹
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	722	105
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.819	393
RWE Trading Americas Inc., New York City/USA		100	16.318	6.268
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	¹
RWEST Middle East Holdings B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	6.544	2.396
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	77.574	5.094
SARIO Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Würzburg KG, Düsseldorf		⁸	-9.640	462
Sofia Offshore Wind Farm Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Sofia Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	12.052	2.891
Stadtwerke Düren GmbH, Düren		50 ⁴	27.378	5.414
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	1.400	283
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	649.555	67.850
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
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	508	17
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	3.528	-1.048
Triton Knoll HoldCo Limited, Swindon/Großbritannien		59		³
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-18.089	-2.504

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	6.015	1.088
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	25	¹
VKB-GmbH, Neunkirchen		50	43.002	3.427
Volta Energycare N.V., Houthalen-Helchteren/Belgien		100	-310	-68
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		100	44.800	5.800
Volta Service B.V., Schinnen/Niederlande		100	98	0
Volta Solar B.V., Heerlen/Niederlande		95	370	0
Volta Solar VOF, Heerlen/Niederlande		60	1.377	1.143
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		51	211.743	17.879
VSE NET GmbH, Saarbrücken		100	14.817	2.731
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	3.109	¹
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein/Sa.		98	25.989	1.325
Východoslovenská distribučná, a.s., Kosice/Slowakei		100	600.975	30.626
Východoslovenská energetika a.s., Kosice/Slowakei		100	59.243	1.870
Východoslovenská energetika Holding a.s., Kosice/Slowakei		49 ⁴	576.445	15.824
Wendelsteinbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Brannenburg		100	2.882	164
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	¹
Westerwald-Netz GmbH, Betzdorf-Alsdorf		100	9.875	¹
Westnetz GmbH, Dortmund		100	281.306	¹
Wind Farm Deliceto s.r.l., Bozen/Italien		100	24.203	746
Windpark Eekerpolder B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Windpark Kattenberg B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	367	161
Windpark Nordsee Ost GmbH, Helgoland		100	256	¹
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	9.930	-855
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	1.366	228
WTTP B.V., Arnhem/Niederlande		100	12.254	300
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt MEAG Halle KG, Düsseldorf		⁸	-538	0
2. CR-Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. KG Cottbus, Düsseldorf		⁸	-966	473

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Adensis GmbH, Dresden		100	381	59
Agenzia Carboni S.R.L., Genua/Italien		100	317	33
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen	50	100	5.113	0
Alvarado Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
Baron Winds LLC, Chicago/USA		100		⁹
Belectric Inc., San Mateo/USA		100	121	603
Belectric International GmbH, Kolitzheim		100	89	44
BELECTRIC JV GmbH, Kolitzheim		100	14	-5
Belectric Mexico Fotovoltaica S.de R.L. de C.V., Bosques de las Lomas/Mexiko		100	-490	6
Belectric Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-144	-44
Belectric PV 10 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-6	-1
Belectric PV 5 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-9	-1
Belectric PV 9 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-5	-6
BELECTRIC Solar Power, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Beteiligungsgesellschaft Werl mbH, Essen		51	1.281	0
bildungszentrum energie GmbH, Halle (Saale)		100	768	270
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen		51	2.314	210
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs-GmbH, Bad Wimpfen		100	33	1
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen		51	192	26
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, Anhausen		100	33	1
Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, Schwalmtal		66	631	-57
Biogasanlage Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		99	49	4
Biomasseheizkraftwerk Schameder GmbH, Essen		100		³
Blueberry Hills LLC, Chicago/USA		100		⁹
Bowler Flats Energy Hub LLC, Chicago/USA		100		⁹
Buckeye Wind LLC, Chicago/USA		100		⁹
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Cassadaga Wind LLC, Chicago/USA		100		⁹
Catalina-Cypress Holding Limited, Swindon/Großbritannien		100	92	0
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
CERBEROS s.r.o., Prag/Tschechien		100		³
Champaign Wind LLC, Chicago/USA		100		⁹
Ciriè Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	-5	0
Clavellinas Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	-6	-9
Climagy Photovoltaikprojekt Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Climagy PV-Sonnenanlage GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-27	-2
Climagy PV-Sonnenanlage Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Climagy Sonneneinstrahlung GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-18	-2
Climagy Sonneneinstrahlung Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Climagy Sonnenkraft Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Climagy Sonnenstrom GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Climagy Sonnenstrom Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Climagy Stromertrag GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	- 16	- 2
Climagy Stromertrag Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Clocaenog Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
CNGvitall s.r.o., Ostrava/Tschechien		100		³
COMCO MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	438	300
Conjoule GmbH, Essen		64		⁹
Curns Energy Limited, Kilkenny City/Irland		70	- 234	- 232
Decadia GmbH, Essen	50	100		³
DigiKoo GmbH, Essen		100	- 369	- 469
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Essen		100	19.759	1.619
easyOptimize GmbH, Essen		100	- 2.771	- 4.795
Edgware Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Eko-En 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	175	- 1.101
El Algarrobo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Chañar (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Navajo Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	3	- 9
El Pimiento (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Solar (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Tamarugo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
Enchant Solar 1 Inc., Vancouver/Kanada		100		³
Enchant Solar 2 Inc., Vancouver/Kanada		100		³
Enchant Solar 3 Inc., Vancouver/Kanada		100		³
Enchant Solar 4 Inc., Vancouver/Kanada		100		³
Energenti plus d.o.o., Cerknica/Slowenien		100	- 17	- 37 ²
Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, Leimen		75	198	13
Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, Leimen		75	29	1
EnergieRevolve GmbH, Düren		100		³
Energieversorgung Timmendorfer Strand GmbH & Co. KG, Timmendorfer Strand		51	3.198	156
Energiewerken B.V., Almere/Niederlande		100		³
Energy Ventures GmbH, Saarbrücken		100	501	- 5
enervolution GmbH, Bochum		100	48	¹
Ense Netz Verwaltung GmbH, Ense		100	25	0
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100	37	2
enviaM Neue Energie Management GmbH, Halle (Saale)		100	30	4
enviaM Zweite Neue Energie Management GmbH, Halle (Saale)		100	24	- 1
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		52	1.579	- 22
ESK GmbH, Dortmund		100	128	1.645
EverPower Maine LLC, Chicago/USA		100		⁹
EverPower Ohio LLC, Chicago/USA		100		⁹
EverPower Solar LLC, Chicago/USA		100		⁹
EverPower Wind Development, LLC, Chicago/USA		100		⁹
EWIS BV, Ede/Niederlande		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Fernwärmeversorgung Saarlouis- Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, Saarlouis		100	7.567	¹
"Finelectra" Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG, Hausen/Schweiz		100	7.962	130
Free Electrons LLC, Palo Alto/USA		100		⁹
Fresh Energy GmbH, Berlin		62		⁹
FUCATUS Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Recklinghausen Kommanditgesellschaft, Düsseldorf		94	0	0
Fundacja innogy w Polsce, Warschau/Polen		100	39	37
Gasnetzgesellschaft Warburg GmbH & Co. KG, Warburg		49	25	0
Gasnetzgesellschaft Windeck mbH & Co. KG, Siegburg		100	100	0
Gazules I Fotovoltaica, S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
Gazules II Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
GBV Achtunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100		³
GBV Dreiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
GBV Einunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	30	¹
GBV Fünfunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100		³
GBV Sechsenddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100		³
GBV Siebenunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100		³
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	¹
GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	¹
Gemeindewerke Windeck GmbH & Co. KG, Siegburg		100	100	0
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	252	-16
Goole Fields II Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	38	1
GWG Kommunal GmbH, Grevenbroich		100	1.100	-560
Heizungs- und Sanitärbaubau WIJA GmbH, Bad Neuenahr-Ahrweiler		100	300	-178
HELIOS MB s.r.o., Prag/Tschechien		100		³
Highfield Storage Limited, Dublin/Irland		100	-4	-4
Highland III LLC, Chicago/USA		100		⁹
Horse Thief Wind Project LLC, Chicago/USA		100		⁹
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Barcelona/Spanien		100	428	-97
Infrastrukturgesellschaft Netz Lüz mit beschränkter Haftung, Hannover		100	16	-16
innogy Charge Tech GmbH, Dortmund		100	22	-1
innogy Commodity Markets GmbH, Essen		100	25	¹
innogy Consulting & Ventures Americas, LLC, Boston/USA		100		¹⁰
innogy Consulting GmbH, Essen		100	5.761	4.267
innogy Direkt GmbH, Essen		100	25	¹
innogy Dreizehnte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
innogy Elfte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
innogy e-Mobility Limited, London/Großbritannien		100		¹⁰
innogy eMobility Solutions GmbH, Dortmund		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Innogy Energy Marketing LLC, Wilmington/USA		100		⁹
Innogy Energy Services LLC, Wilmington/USA		100		⁹
innogy Hillston Sun Farm Holding Pty. Ltd., Southbank/Australien		100		³
innogy indeland Windpark Eschweiler Verwaltungs GmbH, Eschweiler		100	41	6
innogy Middle East & North Africa Ltd., Dubai/Ver. Arab. Emirate		100	-7.654	-5.550
innogy Neunte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
innogy Offshore Wind Netherlands Participations I B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations II B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations III B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Offshore Wind Netherlands Participations IV B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Polska Development Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
innogy Polska Operations Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		³
innogy Polska Solutions Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	134	-10
innogy Renewables Canada Inc., Vancouver/Kanada		100	2.469	-2.036
innogy Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Essen		100	59	6
innogy Solar Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Solar Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	28	-10
innogy Stiftung für Energie und Gesellschaft gGmbH, Essen		100	51.602	-3.366
innogy TelNet Holding, s.r.o., Prag/Tschechien		100	9.995	25
Innogy US Renewable Projects LLC, Dover/USA		100	0	0
innogy Ventures Vermögensverwaltung 6 GmbH, Essen		100		⁹
innogy Vierzehnte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		51	43	2
innogy Windpark Garzweiler GmbH & Co. KG, Essen		51	284	-16
Innogy Windpark Jüchen A44n Verwaltungs GmbH, Essen		100	34	8
innogy Zehnte Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100		³
Jerez Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
Jurchen Technology USA Inc., Newark/USA		100	3	-5
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	1.544	436
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	30	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Kimberly Run LLC, Chicago/USA		100		⁹
Korproject Energy Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		¹⁰
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, Saarbrücken		100	282	87
Lampasas Wind LLC, Chicago/USA		100		⁹
Las Vaguadas I Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
Las Vaguadas II Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	3	-30
Lech Energie Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		100	1	8
Lech Energie Verwaltung GmbH, Augsburg		100	25	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Lemonbeat GmbH, Dortmund		100	9.952	-3.169
Livisi GmbH, Essen		100		³
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, Lößnitz		100	7	-3
Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, Lößnitz		100	27	0
Magnalink, a.s., Hradec Králové/Tschechien		85		³
Mahanoy Mountain, LLC, Chicago/USA		100		⁹
Mason Dixon Wind LLC, Chicago/USA		100		⁹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas HD mbH, Halle (Saale)		100	25	¹
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100	21	0
MONTCOGIM-KARLOVAC d.o.o., Karlovac/Kroatien		100	2	-2
MONTCOGIM-SISAK d.o.o., Sisak/Kroatien		100	26	1
MotionWerk GmbH, Essen		60		⁹
Mud Springs Wind Project LLC, Chicago/USA		100		⁹
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	¹
NEW b_gas Eicken GmbH, Schwalmthal		100	-871	8
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		95	9.863	-172
NEW Smart City GmbH, Mönchengladbach		100	825	136
NEW Windenergie Verwaltung GmbH, Mönchengladbach		100	28	3
NEW Windpark Linnich GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		100	3.935	-149
NEW Windpark Viersen GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		100	20	-6
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	174	32
Oer-Erkenschwick Netz Verwaltung GmbH, Oer-Erkenschwick		100	25	0
Oranje Wind Power B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Oranje Wind Power C.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, Oschatz		75	518	174
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, Oschatz		100	26	0
Parc Ynni Cymunedol Alwen Cyfyngedig, Swindon/Großbritannien		100		³
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-2.408	-3.444
Park Wiatrowy Elk Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	602	1
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-266	-1.348
Park Wiatrowy Msciwójów Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	202	-60
Park Wiatrowy Smigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	605	-51
Pe Ell North LLC, Chicago/USA		100		³
Peg Project #1 Pty Ltd, Southbank/Australien		100		³
Peg Project #2 Pty Ltd, Southbank/Australien		100		³
Photovoltaikkraftwerk Götz Verwaltungs-GmbH, Koltitzheim		100	29	0
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur GmbH & Co. KG, Templin		100	-16	-1
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur Verwaltungs-GmbH, Templin		100	28	0
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf GmbH & Co. KG, Koltitzheim		100	-30	-2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	30	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-29	-2
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-27	-2
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	27	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm PV-Finanzierung GmbH & Co. KG, Kollitzheim		100	-17	-2
Photovoltaikkraftwerk Tramm PV-Finanzierung Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	27	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm Verwaltungs-GmbH, Kollitzheim		100	30	0
PI E&P Holding Limited, George Town/Cayman Islands		100	26.030	-15
PI E&P US Holding LLC, New York City/USA		100	25.966	-37
Plum Energie S.A.S., Saint-Denis La Plaine/Frankreich		51		³
Powerhouse Energy Solutions S.L., Madrid/Spanien		100	45	18
Proyecto Rio Putaendo S.p.A., Santiago de Chile/Chile		100		³
Proyecto Tabalonga Solar S.p.A., Santiago de Chile/Chile		100		³
Proyectos Solares Iberia I, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Proyectos Solares Iberia II, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Proyectos Solares Iberia III, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Proyectos Solares Iberia IV, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Proyectos Solares Iberia V, S.L., Barcelona/Spanien		100		³
Pryor Caves Wind Project LLC, Chicago/USA		100		⁹
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100	269	16
Qualitas-AMS GmbH, Siegen		100	-1.127	-1.015
Quintana Fotovoltaica SLU, Madrid/Spanien		100	-2	0
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	5.369	¹
RHENAGBAU Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Köln		100	4.058	¹
Rowantree Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	774	53
RWE Australia Pty. Ltd., Brisbane/Australien		100	63	99
RWE Belgium BVBA, Brüssel/Belgien		100		³
RWE Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	4.482	-165
RWE Ingen!us Limited, Swindon/Großbritannien		100	10.923	-1.147
RWE NSW PTY LTD, Sydney/Australien		100	32.625	-19
RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.839	82
RWE Power Climate Protection China GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Power Climate Protection Clean Energy Technology (Beijing) Co., Ltd., Beijing/China		100	2.066	13
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	¹
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	2.806	44
RWE Power International Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	0	0
RWE Supply & Trading Asia-Pacific Holdings PTE. Ltd., Singapur/Singapur		100		³
RWE Supply & Trading China Holdings PTE. Ltd., Singapur/Singapur		100		³
RWE Supply and Trading (Shanghai) Co. Ltd, Shanghai/China		100		³

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE SUPPLY TRADING TURKEY ENERJI ANONIM SIRKETI, Istanbul/Türkei		100	995	-14
RWE Trading Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.252	35
RWE-EnBW Magyarországi Energiaszolgáltató Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		70	399	20
RWEST PI Bras Limited, London/Großbritannien		100		³
RWEST PI FRE Holding LLC, New York City/USA		100	0	-9.908
RWEST PI LNG 1 LLC, New York City/USA		100	635	498
RWEST PI WALDEN HOLDING LLC, New York City/USA		100	12.310	-46
RWEST PI WALDEN 1 LLC, New York City/USA		100	12.284	-17
Santa Severa Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	-151	0
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	10	10
Scharbeutz Energie- und Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Scharbeutz		51	4.399	227
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	312	71
SEG Solarenergie Guben Management GmbH, Halle (Saale)		100	24	-1
SOLARENGO Energia, Unipessoal, Lda., Cascais/Portugal		100	-81	-81
Solkraftwerk Herlheim GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Solkraftwerk Herlheim Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Solkraftwerk Meuro GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Solkraftwerk Meuro Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Solkraftwerk Oberspiesheim GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Solkraftwerk Oberspiesheim Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
SP Solarprojekte 1 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100		¹⁰
SP Solarprojekte 1 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 2 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	0
SP Solarprojekte 2 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 3 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	-3
SP Solarprojekte 3 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 4 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	-3
SP Solarprojekte 4 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 5 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	-3
SP Solarprojekte 5 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 6 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	-3
SP Solarprojekte 6 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 7 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-2	-3
SP Solarprojekte 7 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, Mönchengladbach		100	40	-6
STAWAG Abwasser GmbH, Aachen		100	25	0
STAWAG Infrastruktur Monschau GmbH & Co. KG, Monschau		100	3.162	0
STAWAG Infrastruktur Monschau Verwaltungs GmbH, Monschau		100	29	0
STAWAG Infrastruktur Simmerath GmbH & Co. KG, Simmerath		100	3.485	0
STAWAG Infrastruktur Simmerath Verwaltungs GmbH, Simmerath		100	29	0
Storage Facility 1 Ltd., Slough/Großbritannien		100	0	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stromnetzgesellschaft Windeck mbH & Co. KG, Siegburg		100	100	0
Sun Data GmbH, Kollitzheim		100	74	70
Sunpow 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		¹⁰
Sunrise Energy Generation Pvt. Ltd., Mumbai/Indien		100	70	3
Sunrise Wind Holdings, LLC, Chicago/USA		100		⁹
Süwag Vertrieb Management GmbH, Frankfurt am Main		100	28	1
SVFR 12 (SAS), Vendres/Frankreich		100	-112	-2
Terrapin Hills LLC, Chicago/USA		100		⁹
Trireme Energy Development III, LLC, Wilmington/USA		100		⁹
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	1.697	-2.523
ucair GmbH, Berlin		95		⁹
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	573	31
Verwaltungsgesellschaft Energieversorgung Timmendorfer Strand mbH, Timmendorfer Strand		51	28	1
Verwaltungsgesellschaft Scharbeutzer Energie- und Netzgesellschaft mbH, Scharbeutz		51	28	1
VSE - Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	2.800	161
VSE - Windpark Merchingen VerwaltungsGmbH, Saarbrücken		100	64	1
VSE Agentur GmbH, Saarbrücken		100	229	171
VSE Call centrum, s.r.o., Kosice/Slowakei		100	26	-29
VSE Ekoenergia, s.r.o., Kosice/Slowakei		100	184	-59
VSE-Stiftung Gemeinnützige Gesellschaft zur Förderung von Bildung, Erziehung, Kunst und Kultur mbH, Saarbrücken		100	2.568	-3
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	-456	-543
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		100	1.511	62
Warsun Project Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		¹⁰
WEK Windenergie Kolkwitz GmbH & Co.KG, Kolkwitz		100	6.180	446
WGK Windenergie Großkorbetha GmbH & Co.KG, Lützen		90	8.093	217
Windkraft Hochheim GmbH & Co. KG, Hochheim		90	3.194	363
Windpark Büschdorf GmbH, Perl		100	2.325	-100
Windpark Eschweiler Beteiligungs GmbH, Stolberg		59	10.118	-576
Windpark Oostpolderdijk B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Windpark Verwaltungsgesellschaft mbH, Lützen		100	37	6
Windpark Wadern-Felsenberg GmbH, Wadern		100	4.123	48
WK Solar Project Sp. z o.o., Warschau/Polen		100		¹⁰
WKH Windkraft Hochheim Management GmbH, Halle (Saale)		100	24	-1
ZonnigBeheer B.V., Lelystad/Niederlande		100		³
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Naumburg KG, Düsseldorf		⁸	0	0
4Motions GmbH, Leipzig		100		¹⁰

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

III. Gemeinschaftliche Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
EnergieRegion Taunus - Goldener Grund - GmbH & Co. KG, Bad Camberg		49	29.903	1.757
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		25	4.211	1.155
Gas-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim		25	3.656	1.167
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	1.160.950	84.316
Netzgesellschaft Südwestfalen mbH & Co. KG, Netphen		49	12.548	¹¹
N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/Niederlande		30	64.729	9.142
1 Ergebnisabführungsvertrag	5 Keine Beherrschung aufgrund		8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12	
2 Daten aus dem Konzernabschluss	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung		9 Unwesentlich	
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar	6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen		10 Jahresabschluss nicht verfügbar	
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung	7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund		11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden	
	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung			

IV. Verbundene Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
EnergieRegion Taunus - Goldener Grund Verwaltungsgesellschaft mbH, Bad Camberg		100	28	1
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen Verwaltungs-GmbH, Kerpen		100	33	2
1 Ergebnisabführungsvertrag	5 Keine Beherrschung aufgrund		8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12	
2 Daten aus dem Konzernabschluss	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung		9 Unwesentlich	
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar	6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen		10 Jahresabschluss nicht verfügbar	
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung	7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund		11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden	
	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung			

V. Assoziierte Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
B.V. NEA, Arnhem/Niederlande		28	71.498	706
1 Ergebnisabführungsvertrag	5 Keine Beherrschung aufgrund		8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12	
2 Daten aus dem Konzernabschluss	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung		9 Unwesentlich	
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar	6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen		10 Jahresabschluss nicht verfügbar	
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung	7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund		11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden	
	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung			

VI. Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51 ⁵	39.914	5.335
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	227.455	18.081
Galloper Wind Farm Holding Company Limited, Swindon/Großbritannien		25	-132.797	-8.149
Gwynt y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	-1.029	-936
Innogy Venture Capital GmbH, Dortmund		75 ⁵	595	123
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	5.697	5.137 ²
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	22.139	10.746 ²
URANIT GmbH, Jülich		50	71.317	98.284

1 Ergebnisabführungsvertrag	5 Keine Beherrschung aufgrund		8 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12	
2 Daten aus dem Konzernabschluss	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung		9 Unwesentlich	
3 Neu, Jahresabschluss noch nicht verfügbar	6 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen		10 Jahresabschluss nicht verfügbar	
4 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung	7 Maßgeblicher Einfluss aufgrund		11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden	
	gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung			

VII. Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	95.950	10.936
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61 ⁵	11.410	438
Budapesti Disz- es Közvilagítási Korlátolt Felelősségű Társaság, Budapest/Ungarn		50	30.694	1.567
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		33	13.691	4.579
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	33.007	11.445
Konsortium Energieversorgung Opel beschränkt haftende oHG, Karlstein		67 ⁵	29.032	5.257
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mit beschränkter Haftung, Neuss		50	165	-13
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		70 ⁵	6.165	525
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	568	156
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	27.020	4.260
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	13.971	¹¹
Stromnetz Friedberg GmbH & Co. KG, Friedberg		49	35	0
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		49	431	0
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, Günzburg		49	2.999	113
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		30	25.340	1.123
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	221.901	24.383

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	1.717.100	173.700
ATBERG - Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	4.583	315
Belectric Gulf Limited, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49	4.664	3.962
Bray Offshore Wind Limited, Kilkenny City/Irland		50	-71	-1
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	47.872	24.182 ²
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	120.788	6.647
HIDROERG - Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	11.730	586
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Dortmund		78 ⁵	16.362	-1.070
Kish Offshore Wind Limited, Kilkenny City/Irland		50	-91	-1
Mingas-Power GmbH, Essen		40	6.742	6.073
PEARL PETROLEUM COMPANY LIMITED, Road Town/Britische Jungferninseln		10 ⁷	2.027.129	198.287
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg Baden		50	62.148	2.809
Vliegassunie B.V., De Bilt/Niederlande		60 ⁵	12.608	2.660

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

IX. Assoziierte Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Dortmund		40	188.831	¹¹
EnergieServicePlus GmbH, Düsseldorf		49	6.296	2.066
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	17.338	1.246
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.960	¹¹
Energieversorgung Oberhausen Aktiengesellschaft, Oberhausen		10 ⁶	34.345	13.323
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	35.915	¹¹
e-regio GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	89.342	15.624
EWK Aktiengesellschaft, Worms		1 ⁶	74.307	12.896
EWK Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		25	147.781	0
EWK GmbH, Remscheid		20	83.816	0
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	11.429	2.192
Gas- und Wasserwerke Bous - Schwalbach GmbH, Bous		49	14.161	2.424
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	871.074	79.257 ²
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13 ⁶	855.527	81.400
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	37.941	8.411
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung Aktiengesellschaft, Neunkirchen		29	73.736	10.522
MAINGAU Energie GmbH, Obertshausen		47	40.371	12.539
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		39	21.829	¹¹
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		20	5.971	812
PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT, Ludwigshafen am Rhein		27	261.971	30.285
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	38.127	1.902
Propan Rheingas GmbH & Co Kommanditgesellschaft, Brühl		30	9.813	2.076
Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Recklinghausen		50	16.044	1.125
RheinEnergie AG, Köln		20	896.918	145.309
Rhein-Main-Donau GmbH, München		22	110.112	0
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	25.335	4.613
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	34.554	5.783
SSW - Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co KG., St. Wendel		50	20.215	2.147
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	17.536	2.577
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg (Saale)		45	32.759	5.815
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	20.239	1.802
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	193.636	48.754
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	¹¹
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	132.112	0
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	13.408	2.923
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	¹¹
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		49	14.607	3.417
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn/Nahe		49	2.137	232
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	14.048	2.202
Stadtwerke Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	24.310	5.106

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

IX. Assoziierte Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	25.092	3.000
Stadtwerke Merzig Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Merzig		50	15.906	253
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	19.852
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	6.627	2.607
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	58.756	4.835
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach im Vogtland		24	14.056	1.551
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	38.022	4.074
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		30	82.005	¹¹
Stadtwerke Weißenfels Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Weißenfels		24	25.254	4.029
Stadtwerke Willich Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Willich		25	13.981	24.221
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	21.420	3.041
SWTE Netz GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		33	36.640	4.642
Tankey B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		42		³
WVW Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, St. Wendel		28	23.778	1.818
Xelan SAS, Saint-Denis La Plaine/Frankreich		34	1.015	-770
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		31	3.376	3.371
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	44.360	12.106

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

X. 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	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Hürth		33	443	213
Ascent Energy LLC, Wilmington/USA		50	48.307	-2.962
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	3.130	2.283
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	-1.773	-341
DBO Projectos e Participacoes S.A., Leblon/Brasilien		30	9	0
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Gorleben		31	1.384	873
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	40.154	32.683
EMDO S.A.S., Paris/Frankreich		30	-4.984	-4.999
Fassi Coal Pty. Ltd., Newcastle-Rutherford/Australien		47	-9.816	-3.021
First River Energy LLC, Denver/USA		40	-1.384	-7.211
Focal Energy Photovoltaic Holdings Limited, Nicosia/Zypern		50	1.476	-4
Gemeinschaftswerk Hattingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		52	2.045	-506
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		33	59	3
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		33	589	26
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Bergheim		50	33	-8
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	39	0
LDO Coal Pty. Ltd., Ruthersford/Australien		47	-99	78
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	3.540	-16
Netzanbindung Twel OHG, Cuxhaven		25	668	-30
PV Projects GmbH & Co. KG (i.L.), Kollitzheim		50	377	285
PV Projects Komplementär GmbH (i.L.), Kollitzheim		50	24	0
TetraSpar Demonstrator ApS, Kopenhagen/Dänemark		33		³
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	1.619	693
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Oldenburg		25	0	-179
WALDEN GREEN ENERGY LLC, New York City/USA		74	11.978	-826
Windesco Inc, Boston/USA		22	86	-1.172
Windpark Paffendorf GmbH & Co. KG, Essen		49	4.474	-27
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	2.276	118

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Alt Han Company Limited, London/Großbritannien		21	0	0
AWOTEC Gebäude Servicegesellschaft mit beschränkter Haftung, Saarbrücken		48	114	14
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert mbH, St. Ingbert		49	90	4
Balve Netz GmbH & Co. KG, Balve		25	3.284	590
Basking Automation GmbH, Berlin		46		9
Bayerische Ray Energietechnik GmbH, Garching		49	1.255	5
Biogas Wassenberg GmbH & Co. KG, Wassenberg		32	1.323	76
Biogas Wassenberg Verwaltungs GmbH, Wassenberg		32	38	1
Breitband-Infrastrukturgesellschaft Cochem-Zell mbH, Cochem		21	0	141
bremacon GmbH, Bremen		48	-18	103
Brüggen.E-Netz GmbH & Co. KG, Brüggen		25	3.780	530
Brüggen.E-Netz Verwaltungs-GmbH, Brüggen		25	31	2
Centralny System Wymiany Informacji Sp. z o.o., Poznan/Polen		20		10
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, Schmalkalden		33	282	2
Dii GmbH, München		20	288	24
Discovery GmbH, Aachen		24	3.643	-2.170
Dorsten Netz GmbH & Co. KG, Dorsten		49	5.744	772
EfD Energie-für-Dich GmbH, Potsdam		49	1.134	1.105
ELE - GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		49	84	59
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, Bottrop		50	44	9
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	843	318
Energie BOL GmbH, Ottersweier		50	39	3
Energie Mechnich GmbH & Co. KG, Mechnich		49	3.618	225
Energie Mechnich Verwaltungs-GmbH, Mechnich		49	33	2
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		33	25	0
Energie Schmallenberg GmbH, Schmallenberg		44	30	1
energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, Siegburg		44	115	3
Energienetze Holzwickede GmbH, Holzwickede		25	25	0
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	36	4
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40	72	16
Energiepartner Hermeskeil GmbH, Hermeskeil		20	71	20
Energiepartner Kerpen GmbH, Kerpen		49	47	20
Energiepartner Niederzier GmbH, Niederzier		49	16	-9
Energiepartner Projekt GmbH, Essen		49	26	1
Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, Kreuztal		40	23	-1
Energiepartner Wesseling GmbH, Wesseling		30	25	-2
Energie-Service-Saar GmbH, Völklingen		50	-1.796	0
Energieversorgung Bad Bentheim GmbH & Co. KG, Bad Bentheim		25	2.909	556
Energieversorgung Bad Bentheim Verwaltungs-GmbH, Bad Bentheim		25	33	2
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		34	5.701	3.470
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		34	61	2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Energieversorgung Horstmar/Laer GmbH & Co. KG, Horstmar		49	4.386	275
Energieversorgung Kranenburg Netze GmbH & Co. KG, Kranenburg		25	1.698	206
Energieversorgung Kranenburg Netze Verwaltungs GmbH, Kranenburg		25	29	2
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	3.007	1.231
Energieversorgung Niederkassel GmbH & Co. KG, Niederkassel		49	2.745	127
Energotel, a.s., Bratislava/Slowakei		20	6.805	1.293
energy4u GmbH & Co. KG, Siegburg		49	25	-154
enermarket GmbH, Frankfurt am Main		60		³
ENERVENTIS GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	1.090	227
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	252	2
Erdgasversorgung Schwalmtal GmbH & Co. KG, Viersen		50	3.109	1.496
Erdgasversorgung Schwalmtal Verwaltungs-GmbH, Viersen		50		¹⁰
Erneuerbare Energien Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		25	526	57
eShare.one GmbH, Dortmund		25	78	-58
Esta VOF, Ridderkerk/Niederlande		50	993	-79
evm Windpark Höhn GmbH & Co. KG, Höhn		33	-763	-108
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, Baesweiler		45	2.404	873
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, Baesweiler		45	31	1
FAMOS - Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	105	5
Fernwärmeversorgung Zwönitz GmbH (FVZ), Zwönitz		50	3.320	17.434
Foton Technik Sp. z o.o., Warschau/Polen		50	-1.264	-917
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	64	0
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Kerken		49	4.405	588
Gas-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		49	2.012	454
Gas-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, Elsdorf		25	1.538	439
Gasnetzgesellschaft Mettmann GmbH & Co. KG, Mettmann		25	3.211	351
Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49	1.930	819
Gas-Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49	26	1
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt mbH & Co. KG, Saulheim		49	2.143	724
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt Verwaltung mbH, Saulheim		49	33	2
Gemeindewerke Bad Sassendorf Gasnetz GmbH & Co. KG, Bad Sassendorf		25	25	0
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze GmbH & Co. KG, Bad Sassendorf		25	1.837	301
Gemeindewerke Bad Sassendorf Netze Verwaltung GmbH, Bad Sassendorf		25	31	2
Gemeindewerke Bissendorf Netze GmbH & Co. KG, Bissendorf		49	2.756	482
Gemeindewerke Bissendorf Netze Verwaltungs-GmbH, Bissendorf		49	27	1
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	6.871	210
Gemeindewerke Namborn, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Namborn		49	811	-3
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	20	7
Gichtgaskraftwerk Dillingen GmbH & Co. KG, Dillingen		25	32.685	3.696
GISA GmbH, Halle (Saale)		24	9.958	2.566
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Köln		50	56	1

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
G&L Gastro-Service GmbH, Augsburg		35	28	3
GNEE Gesellschaft zur Nutzung erneuerbarer Energien mbH Freisen, Freisen		49	690	4
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	49.843	2.110
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	40	1
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, Stolberg		49	707	30
Green Solar Herzogenrath GmbH, Herzogenrath		45	3.788	327
Greenergetic GmbH, Bielefeld		35	4.126	606
Greenplug GmbH, Hamburg		49	605	-5
HaseNetz GmbH & Co. KG, Gehrde		25	2.293	469
HCL Netze GmbH & Co. KG, Herzebrock-Clarholz		25	3.402	589
Heizkraftwerk Zwickau Süd GmbH & Co. KG, Zwickau		40	1.000	362
Hennef (Sieg) Netz GmbH & Co. KG, Hennef		49	61	-14
hmstr GmbH, Saarbrücken		25	106	14
Hochsauerland Netze GmbH & Co. KG, Meschede		25	6.236	2.045
Hochsauerland Netze Verwaltung GmbH, Meschede		25	28	1
innogy International Middle East, Dubai/Ver. Arab. Emirate		49	-2.069	0
innogy.C3 GmbH, Essen		25	15	0
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	794	0
KAWAG AG & Co. KG, Pleidelsheim		49	15.412	854
KAWAG Netze GmbH & Co. KG, Abstatt		49	2.328	149
KAWAG Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Abstatt		49	30	1
KDT Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	1.348	41
KEN Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	51	0
KEN GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.887	42
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		50	2.438	602
Kiwigrd GmbH, Dresden		22	3.350	-5.952
KlickEnergie GmbH & Co. KG, Neuss		65	-1.597	-664
KlickEnergie Verwaltungs-GmbH, Neuss		65	20	-2
KnGrid, Inc., Laguna Hills/USA		42		⁹
Kommunale Dienste Marpingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Marpingen		49	2.747	75
Kommunale Netzgesellschaft Steinheim a. d. Murr GmbH & Co. KG, Steinheim a. d. Murr		49	4.966	346
Kommunalwerk Rudersberg GmbH & Co. KG, Rudersberg		50	3.082	8
Kommunalwerk Rudersberg Verwaltungs-GmbH, Rudersberg		50	26	1
Kraftwerk Wehrden Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Völklingen		33	102	9
KSP Kommunaler Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	187	67
KVK Kompetenzzentrum Verteilnetze und Konzessionen GmbH, Köln		75	230	176
Mainzer Wärme PLUS GmbH, Mainz		45	7.632	1.620
MeteringSüd GmbH & Co. KG, Augsburg		34	447	44
MNG Stromnetze GmbH & Co. KG, Lüdinghausen		25	19.599	2.000
MNG Stromnetze Verwaltungs GmbH, Lüdinghausen		25	27	2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Murrhardt Netz AG & Co. KG, Murrhardt		49	2.790	240
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		25	159	0
Netzgesellschaft Bedburg Verwaltungs-GmbH, Bedburg		49	29	4
Netzgesellschaft Betzdorf GmbH & Co. KG, Betzdorf		49	1.833	151
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, Bühlertal		50	2.296	175
Netzgesellschaft Elsdorf Verwaltungs-GmbH, Elsdorf		49	37	4
Netzgesellschaft Grimma GmbH & Co. KG, Grimma		49	7.670	501
Netzgesellschaft Horn-Bad Meinberg GmbH & Co. KG, Horn-Bad Meinberg		49		¹⁰
Netzgesellschaft Hüllhorst GmbH & Co. KG, Hüllhorst		49	1.998	165
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, Korb		50	1.415	98
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, Korb		50	29	1
Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim Verwaltungs-GmbH, Bergheim		49	34	4
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, Lauf		50	819	60
Netzgesellschaft Leutenbach GmbH & Co. KG, Leutenbach		50	1.524	101
Netzgesellschaft Leutenbach Verwaltungs-GmbH, Leutenbach		50	28	1
Netzgesellschaft Maifeld GmbH & Co. KG, Polch		49	6.098	581
Netzgesellschaft Maifeld Verwaltungs GmbH, Polch		49	31	2
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, Ottersweier		50	2.027	159
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49	2.465	337
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49	31	2
NFPA Holdings Limited, Newcastle upon Tyne/Großbritannien		25	2.000	269
NiersEnergieNetze GmbH & Co. KG, Kevelaer		51	6.158	498
NiersEnergieNetze Verwaltungs-GmbH, Kevelaer		51	36	2
Novenerg limited liability company for energy activities, Zagreb/Kroatien		50	65	0
pear.ai Inc., San Francisco/USA		40		⁹
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, Peißenberg		50	5.739	-166
Placense Ltd., Tel Aviv/Israel		20		¹⁰
prego services GmbH, Saarbrücken		50	-1.894	730
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	53	2
Recklinghausen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Recklinghausen		49	28	1
Renergie Stadt Wittlich GmbH, Wittlich		30	21	-1
Rhegio Natur Dienstleistungen GmbH, Rhede		25		¹⁰
Rhein-Ahr-Energie Netz GmbH & Co. KG, Grafschaft		25		³
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.350	458
RURENERGIE GmbH, Düren		30	12.667	-130
RWE Dhabi Union Energy LLC, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49		³
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		49	4.826	250
SEG Solarenergie Guben GmbH & Co. KG, Guben		25	3.264	105
Selm Netz GmbH & Co. KG, Selm		25	4.198	521
SHS Ventures GmbH & Co. KGaA, Völklingen		50	1.219	34
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	32	-12

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
SPX, s.r.o., Zilina/Slowakei		33	153	11
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	128	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	0
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	4.740	795
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	3.439	1.230
Stadtwerk Verl Netz GmbH & Co. KG, Verl		25	3.991	491
Stadtwerke - Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	5.906	1.384
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		36	11.336	3.113
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	13.412	2.061
Stadtwerke Dillingen/Saar GmbH, Dillingen		49	4.951	-479
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		25	3.304	608
Stadtwerke Geseke Netze GmbH & Co. KG, Geseke		25	3.605	563
Stadtwerke Geseke Netze Verwaltung GmbH, Geseke		25	28	2
Stadtwerke Goch Netze GmbH & Co. KG, Goch		25	2.867	0
Stadtwerke Goch Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Goch		25	29	2
Stadtwerke Haan GmbH, Haan		25	20.778	1.003
Stadtwerke Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		25		10
Stadtwerke Kerpen Verwaltungs-GmbH, Kerpen		25		10
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	9.251	2.863
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	7.192	804
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.586	406
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg/Erzgeb.		28	14.225	774
Stadtwerke Siegburg GmbH & Co. KG, Siegburg		49	8.439	386
Stadtwerke Steinfurt Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Steinfurt		33	11.465	2.750
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	15.838	4.244
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	4.897	131
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	1.800	-2.578
Stadtwerke Waltrop Netz GmbH & Co. KG, Waltrop		25	2.778	234
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	8.010	464
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	7.435	2.687
STEAG Windpark Ullersdorf GmbH & Co. KG, Jamlitz		21	19.127	1.355
Stromnetz Diez GmbH & Co. KG, Diez		25	1.546	103
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Diez		25	31	1
Stromnetz Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		25	4.358	840
Stromnetz Günzburg Verwaltungs GmbH, Günzburg		49	29	0
Stromnetz Hofheim GmbH & Co. KG, Hofheim am Taunus		49	3.590	270
Stromnetz Hofheim Verwaltungs GmbH, Hofheim am Taunus		49	28	1
Stromnetz Neckargemünd GmbH, Neckargemünd		50		10
Stromnetz Pulheim GmbH & Co. KG, Pulheim		25		10
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen GmbH & Co. KG, Katzenelnbogen		49	2.278	177

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen Verwaltungsgesellschaft mbH, Katzenelnbogen		49	30	1
Stromnetz VG Diez GmbH & Co. KG, Altdiez		49	2.407	179
STROMNETZ VG DIEZ Verwaltungsgesellschaft mbH, Altdiez		49	30	1
Strom-Netzgesellschaft Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		49	3.420	384
Stromnetzgesellschaft Bramsche mbH & Co. KG, Bramsche		25	6.256	378
Strom-Netzgesellschaft Elsdorf GmbH & Co. KG, Elsdorf		49	3.565	373
Stromnetzgesellschaft Gescher GmbH & Co. KG, Gescher		25	1.000	253
Strom-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		25	4.587	452
Strom-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim		49	6.910	690
Stromnetzgesellschaft Mettmann mbH & Co. KG, Mettmann		25	3.156	195
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus mbH & Co. KG, Neuenhaus		49	3.330	315
Stromnetzgesellschaft Neuenhaus Verwaltungs-GmbH, Neuenhaus		49	26	1
Stromnetzgesellschaft Neunkirchen-Seelscheid mbH & Co. KG, Neunkirchen-Seelscheid		49	2.601	289
Stromnetzgesellschaft Schwalmtal mbH & Co. KG, Schwalmtal		51	3.553	557
Stromverwaltung Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		51	32	2
Südwestfalen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Netphen		49	28	1
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.239	177
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	37	1
SWT trilan GmbH, Trier		26	1.330	530
SWTE Netz Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		33	29	2
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		47	11.125	3.101
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	103	3
TNA Talsperren- und Grundwasser-Aufbereitungs- und Vertriebsgesellschaft mbH, Nonnweiler		23	1.132	65
TRANSELEKTRO, s.r.o., Kosice/Slowakei		26	627	-51
TWE Technische Werke der Gemeinde Ens Dorf GmbH, Ens Dorf		49	2.133	166
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	5.098	-1.631
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Merchweiler		49	2.139	77
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	138	-5
TWRS Technische Werke der Gemeinde Rehlingen-Siersburg GmbH, Rehlingen Siersburg		35	4.718	193
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.176	41
Untermain EnergieProjekt AG & Co. KG., Kelsterbach		49	1.996	77
Untermain Erneuerbare Energien GmbH, Raunheim		25	16	-19
Veiligebuurt B.V., Enschede/Niederlande		50		⁹
VEM Neue Energie Muldental GmbH & Co. KG, Markkleeberg		50	51	7
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	906	312
Verwaltungsgesellschaft Dorsten Netz mbH, Dorsten		49	31	2
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	26	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XI. Assoziierte und Gemeinschaftsunternehmen von untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns, die in den Geltungsbereich des IFRS 5 fallen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Verwaltungsgesellschaft GKW Dillingen mbH, Dillingen		25	187	7
Visualix GmbH, Berlin		50		⁹
VOLTARIS GmbH, Maxdorf		50	2.946	575
Wadersloh Netz GmbH & Co. KG, Wadersloh		25	3.626	401
Wadersloh Netz Verwaltungs GmbH, Wadersloh		25	27	2
Wärmeversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		50	461	6
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	929	109
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Markkleeberg OT Wachau		49	93	4
Wasser-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen		25		¹⁰
Wasserverbund Niederrhein Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Moers		38	11.789	851
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	144	8
Wasserzweckverband der Gemeinde Nalbach, Nalbach		49	1.776	19
WeAre GmbH, Essen		50		⁹
Werne Netz GmbH & Co. KG, Werne		49		¹⁰
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	1.023	1.884
Windenergie Briesensee GmbH, Neu Zauche		31	1.616	368
Windenergie Frehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		41	5.596	100
Windenergie Merzig GmbH, Merzig		20	3.907	491
Windenergie Schermbeck-Rüste GmbH & Co. KG, Schermbeck		20	2.763	0
Windenergiepark Heidenrod GmbH, Heidenrod		45	12.766	1.480
Windkraft Jerichow-Mangelsdorf I GmbH & Co. KG, Burg		25	4.167	703
Windpark Losheim-Britten GmbH, Losheim		50	1.901	-71
Windpark Nohfelden-Eisen GmbH, Nohfelden		50	3.530	82
Windpark Oberthal GmbH, Oberthal		35	4.685	186
Windpark Perl GmbH, Perl		42	7.987	252
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		45	521	21
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		25	8.676	1.547
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim am See		50	5.236	382
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.887	345
WWW Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.892	299
xtechholding GmbH, Berlin		26		⁹

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
Abel & Co., Tilburg/Niederlande		1		¹⁰
Adom Intelligent Transport Ltd., Tel Aviv-Jaffa/Israel		16		⁹
aiPod Inc, Pasadena/USA		8		⁹
AKSELOS S.A., Lausanne/Schweiz		16		⁹
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	36	36	254.921	84.767
AutoGrid Systems Inc., Wilmington/USA		5		⁹
BeeRides Gepjarmü-kölcsönző Kft., Székesfehérvár/Ungarn		18		⁹
BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH, Wipperfürth		19	32.014	5.700
BFG-Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	10.397	-1.229
BIDGELY Inc., Sunnyvale/USA		7	9.678	-4.897
BigchainDB GmbH, Berlin		2		⁹
Blackhawk Mining LLC, Lexington/USA		6	-314.857	108.180
Bootstraplabs VC Follow-On Fund 2016, San Francisco/USA		11		⁹
Bootstraplabs VC Seed Fund 2016 L.P., San Francisco/USA		6		⁹
Buildots Ltd., Tel Aviv/Israel		5		⁹
Bürgerenergie Untermain eG, Kelsterbach		4	108	14
CALIPSA LIMITED, London/Großbritannien		7		⁹
Chrysalix Energy II U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	8.988	-7
Chrysalix Energy III U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	114.962	-1.230
Cryptowerk Corp., San Mateo/USA		7		⁹
DCUSA Ltd., London/Großbritannien		10	0	0
Deutsches Forschungszentrum für Künstliche Intelligenz GmbH, Kaiserslautern		3	18.441	1.542
Die BürgerEnergie eG, Dortmund		0	1.802	76
Doozer Real Estate Systems GmbH, Berlin		12		⁹
Dry Bulk Partners 2013 LP, Grand Cayman/Cayman Islands		23	4.704	1.699
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	467.844	82.386
eluminocity GmbH, München		18		¹⁰
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
Energie Rur-Erft GmbH & Co. KG, Kall		0	1.227	1.147
Energie Rur-Erft Verwaltungs-GmbH, Kall		0	30	0
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		14	0	-39
Energiegenossenschaft Chemnitz - Zwickau eG, Chemnitz		7	1.140	16
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, EHS, Neunkirchen		1	391	-5
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	28.327	4.290
Entwicklungsgesellschaft Neu-Oberhausen mbH-ENO, Oberhausen		2	134	-523
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	370	59
FirstPoint Mobile Guard Ltd., Tel Aviv/Israel		6		⁹
Focal Energy Solar Three Ltd., Nicosia/Zypern		8	5.430	-4
Fractal Blockchain GmbH, Berlin		5		⁹
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasver- sorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	67	2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	99.888	58.888
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Arnsberg GmbH, Arnsberg		8	1.429	-36
Gemserv Limited, London/Großbritannien		14	8.136	1.791
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	721	25
GETAWAY GmbH, Berlin		9		⁹
Glenrothes Paper Limited, Glenrothes/Großbritannien		0	852	0
Globus Steel & Power Pvt. Limited, New Delhi/Indien		18	-1.344	-916
gridX GmbH, Aachen		14		⁹
Gründerfonds Ruhr GmbH & Co. KG, Essen		1		⁹
Heliatek GmbH, Dresden		13	8.414	-7.701
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	100.631	0
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK Gesellschaft mit beschränkter Haftung (HKG) Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Holo-Light GmbH, Westendorf/Österreich		7		⁹
Hubject GmbH, Berlin		13	9.040	-1.957
INDI Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		30	8	30
INS Insider Navigation Systems GmbH, Wien/Österreich		12		⁹
Intertrust Technologies Corporation, Sunnyvale/USA		13	73.927	-17.007
iTy Labs Corp., Dover/USA		9		⁹
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		6	904	4
IZES gGmbH, Saarbrücken		8	406	-74
KEV Energie, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Kall		2	457	2.320
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Kall		2	16.098	2.221
LEW Bürgerenergie e.G., Augsburg		0	1.770	34
LIBRYO LTD, London/Großbritannien		8		⁹
ME SolShare International PTE. LTD., Singapur/Singapur		11		⁹
Moj.io Inc., Vancouver/Kanada		3		⁹
Move24 Group GmbH, Berlin		9	7.964	-1.628
MRA Service Company Limited, London/Großbritannien		3	0	0
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Neue Energie Ostelbien eG, Arzberg		29		¹⁰
Neustromland GmbH & Co. KG, Saarbrücken		5	2.759	129
Nordsee One GmbH, Oststeinbek		15	71.977	33.713
Nordsee Three GmbH, Oststeinbek		15	80	-42
Nordsee Two GmbH, Oststeinbek		15	80	-42
Ökostrom Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH & Co. Biogas Losheim KG, Merzig		10	66	82
OPPENHEIM PRIVATE EQUITY Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	29	29	442	295
Oriient New Media Ltd., Tel Aviv/Israel		5		⁹
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	50	71
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	518	0
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	126	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	17.933	2.007
People Power Company, Redwood City/USA		12	877	-2.194
PIO Security GmbH, Berlin		8		⁹
pro regionale energie eG, Diez		1	1.861	57
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	62	91
PSI Software AG, Berlin		18	85.020	5.007
QMerit Inc., Irvine/USA		11		⁹
REV LNG LLC, Ulysses/USA		5	8.324	854
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	3.036	423
Rydies GmbH, Hannover		15		⁹
SALUS Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	17	-3
ScanTrust SA, Lausanne/Schweiz		7		⁹
Sdruzení k vytvoření a využívání digitální technické mapy mesta Pardubice, Pardubice/Tschechien		12	2	1
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		17	1.978	389
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	142	7
Segasec Labs Ltd., Tel Aviv/Israel		19		⁹
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		13	31.868	-467
SkenarioLabs Oy, Espoo/Finnland		10		⁹
Smart Energy Code Company Limited, London/Großbritannien		7	0	0
Solarpark Freisen: "Auf der Schwann" GmbH, Freisen		15	382	70
Solarpark St. Wendel GmbH, St. Wendel		15	1.190	154
SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		2	315	13
Solidified Technologies LLC, Garland/USA		12		⁹
SPAA Ltd, London/Großbritannien		10	15	0
St. Clements Services Limited, London/Großbritannien		12	1.844	-91
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	98	14
Stadtwerke Delitzsch GmbH, Delitzsch		18	16.072	2.878
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke Ostmünsterland GmbH & Co. KG, Telgte		10	27.483	4.380
Stadtwerke Porta Westfalica Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Porta Westfalica		12	16.438	259
Stadtwerke Sulzbach/Saar GmbH, Sulzbach		15	11.431	1.487
Stadtwerke Tecklenburger Land Energie GmbH, Ibbenbüren		15	0	-451
Stadtwerke Tecklenburger Land GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		1	1.006	687
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	1.818
Stadtwerke Völklingen Vertrieb GmbH, Völklingen		18	7.301	3.400
Stem Inc., Milbrae/USA		7	-47.097	-52.279
Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	16.742	-810
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	55.225	3.920
SWTE Verwaltungsgesellschaft mbH, Ibbenbüren		1	25	2

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

XII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital in Tsd. €	Ergebnis in Tsd. €
	Direkt	Insgesamt		
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	1.593	162
TechSee Augmented Vision Ltd., Herzliya/Israel		9		⁹
Telecom Plus plc, London/Großbritannien		1	221.660	35.864 ²
Transport- und Frischbeton-Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Co. Kommanditgesellschaft Aachen, Aachen		17	390	118
T-REX Group Inc., New York City/USA		6		⁹
Trianel Erneuerbare Energien GmbH & Co. KG, Aachen		2	64.750	-1.112
Trianel GmbH, Aachen		3	85.442	1.504
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	1.822	139
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	57	9
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	89.401	0
Westly Capital Partners Fund III, L.P., Dover/USA		8	1.203	-262
WiN Emscher-Lippe Gesellschaft zur Strukturverbesserung mbH, Herten		2	254	-212
Windenergie Schermbeck-Rüste Verwaltungsgesellschaft m.b.H., Schermbeck		14	28	1
Windpark Jüchen GmbH & Co. KG, Roth		15	2.110	216
Windpark Mengerskirchen GmbH, Mengerskirchen		15	3.013	297
Windpark Saar GmbH & Co. Repower KG, Freisen		10	7.474	718
Windpark Saar 2016 GmbH & Co. KG, Freisen		12	4.204	-368

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neu, 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

9 Unwesentlich

10 Jahresabschluss nicht verfügbar

11 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2018 in %	Anteil 31.12.2017 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Broadband TelCom Power, Inc., Santa Ana/USA	100		100
Business Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Certified B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Charity Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Deal Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Dealmakers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Dealmakers Community B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Dealmakers Contract B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
DealmakersNetwork B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
ELMU-ÉMÁSZ Solutions Kft., Budapest/Ungarn	100		100
Energy Dealmakers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Energy Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Essent Rights B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100		100
Facility Dealmakers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Finance Dealmakers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
FlexQuarters B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Generación Fotovoltaica De Alarcos, S.L.U., Barcelona/Spanien	100		100
Hardin Wind LLC, Chicago/USA	100		100
Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Improvers B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100		100
Improvers Community B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Improvers Concepts B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Improvers Contracts B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Improvers Network B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
innogy Limondale Sun Farm Holding Pty. Ltd., Southbank/Australien	100		100
innogy Polska IT Support Sp. z o.o., Warschau/Polen	100		100
Innogy Renewables Australia Pty Ltd., Southbank/Australien	100		100
innogy Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen	100		100
Installatietechniek Totaal B.V., Leeuwarden/Niederlande	100		100
IRUS Solar Development LLC, Dover/USA	100		100
IRUS Solar Holdings LLC, Dover/USA	100		100
IRUS Wind Development LLC, Dover/USA	100		100
IsoFitters BVBA, Herentals/Belgien	100		100
Isoprofs België BVBA, Hasselt/Belgien	100		100
Konnektor B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Licht Groen B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Limondale Sun Farm Pty. Ltd., Southbank/Australien	100		100
Lottery Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Media Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Montcogim - Plinara d.o.o., Sveta Nedelja/Kroatien	100		100
Nederland Isoleert B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Nederland Schildert B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Nederland Schildert Rijnmond B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Nederland Verkoopt B.V., Amersfoort/Niederlande	100		100
Recargo Inc., El Segundo, CA/USA	100		100
Regionetz GmbH, Aachen	49 ¹		49

1 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2018 in %	Anteil 31.12.2017 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
RomeoDelta B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Telecom Dealmakers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Telecom Improvers B.V., Amsterdam/Niederlande	100		100
Triton Knoll HoldCo Limited, Swindon/Großbritannien	59		59
Wind Farm Deliceto s.r.l., Bozen/Italien	100		100
Zugänge assoziierter Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Bray Offshore Wind Limited, Kilkenny City/Irland	50		50
Kish Offshore Wind Limited, Kilkenny City/Irland	50		50
Zugänge assoziierter Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Tankey B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	43		43
Wechsel von Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind, zu verbundenen Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Sofia Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	25	75
Wechsel von verbundenen Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind, zu Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Stromnetz Friedberg GmbH & Co. KG, Friedberg	49	100	-51
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
ÉMÁSZ DSO Holding Korlátolt Felelősségű Társaság, Miskolc/Ungarn		100	-100
Great Yarmouth Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	-100
Immobilien-Vermietungsgesellschaft Schumacher GmbH & Co. Objekt Kundenzentren KG, Düsseldorf		¹	
innogy Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	-100
innogy Polska Contracting Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	-100
Mátrai Erőmű Zártkörűen Működő Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	-51
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	-100
Regenesys Technologies, Swindon/Großbritannien		100	-100
RegioTemp GmbH, Eschweiler		100	-100
RWE Cogen UK Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	-100
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien		100	-100
RWE Energie S.R.L., Bukarest/Rumänien		100	-100

¹ Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12

Anteilsveränderungen ohne Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2018 in %	Anteil 31.12.2017 in %	Veränderung
Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen	90	100	-10
Assoziierte Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
EWR Aktiengesellschaft, Worms	1	2	-1
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms	25	50	-25
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf	20	27	-7
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert	30	50	-20
Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain	70	75	-5
Gemeinschaftliche Tätigkeiten			
Gas-Netzgesellschaft Kolpingstadt Kerpen GmbH & Co. KG, Kerpen	25	49	-24
Gas-Netzgesellschaft Kreisstadt Bergheim GmbH & Co. KG, Bergheim	25	49	-24

3.8 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 28. Februar 2019

Aufsichtsrat

(Amtszeitende: Hauptversammlung 2021)

Dr. Werner Brandt

Bad Homburg
Vorsitzender
Vorsitzender des Aufsichtsrats der ProSiebenSat.1 Media SE
Geburtsjahr: 1954
Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- ProSiebenSat.1 Media SE (Vorsitz)¹
- Siemens AG¹

Frank Bsirske²

Berlin
Stellvertretender Vorsitzender
Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
Geburtsjahr: 1952
Mitglied seit: 9. Januar 2001

Mandate:

- DB Privat- und Firmenkundenbank AG
- Deutsche Bank AG¹
- innogy SE^{1,3}

Michael Bochinsky²

Grevenbroich
Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit: 1. August 2018

Reiner Böhle²

Witten
Referent Sonderaufgaben und Projektarbeiten
Geburtsjahr: 1960
Mitglied seit: 1. Januar 2013

Sandra Bossemeyer²

Duisburg
Betriebsratsvorsitzende der RWE AG
Schwerbehindertenvertreterin
Geburtsjahr: 1965
Mitglied seit: 20. April 2016

Martin Bröker²

Bochum
Leiter HR & Business Functions IT der RWE Generation SE
Geburtsjahr: 1966
Mitglied seit: 1. September 2018

Ute Gerbaulet

Düsseldorf
Persönlich haftende Gesellschafterin, Bankhaus Lampe KG
Geburtsjahr: 1968
Mitglied seit: 27. April 2017

Mandate:

- Gerry Weber International AG¹
- NRW.Bank AöR

Reinhold Gispert^{2,4}

Worms
Ehem. Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG
Geburtsjahr: 1960
Mitglied vom 27. April 2017 bis 31. Juli 2018

Andreas Henrich^{2,4}

Mülheim an der Ruhr
Ehem. Leiter Personal der RWE AG
Geburtsjahr: 1956
Mitglied vom 20. April 2016 bis 31. August 2018

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:

- National-Bank AG
- Voith GmbH & Co. KGaA (Vorsitz)

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen

2 Vertreter der Arbeitnehmer

3 Konzerninternes Mandat

4 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Mag. Dr. h. c. Monika Kircher

Krumpendorf, Österreich

Beraterin

Geburtsjahr: 1957

Mitglied seit: 15. Oktober 2016

Mandate:

- Andritz AG¹
- Austrian Airlines AG
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (Vorsitz)³
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG³
- Siemens AG Österreich

Monika Krebber²

Mülheim an der Ruhr

Stellvertretende Gesamtbetriebsratsvorsitzende der innogy SE

Stellvertretende Konzernbetriebsratsvorsitzende der RWE AG

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- innogy SE^{1,3}

Harald Louis²

Jülich

Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1967

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RWE Power AG³

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 i. L.

Peter Ottmann

Nettetal

Geschäftsführer des Verbands der kommunalen

RWE-Aktionäre GmbH

Rechtsanwalt, Landrat a. D. Kreis Viersen

Geburtsjahr: 1951

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG i. L.

Günther Schartz

Wincheringen

Landrat des Landkreises Trier-Saarburg

Geburtsjahr: 1962

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- RW Holding AG i. L.
- A.R.T. Abfallberatungs- und Verwertungsgesellschaft mbH (Vorsitz)
- Kreiskrankenhaus St. Franziskus Saarburg GmbH (Vorsitz)
- LBBW-RheinLand-Pfalz-Bank Verwaltungsrat (stv. Mitglied)
- Sparkassenverband Rheinland-Pfalz
- Sparkasse Trier
- Trierer Hafengesellschaft mbH
- Zweckverband Abfallwirtschaft Region Trier

Dr. Erhard Schipporeit

Hannover

Selbstständiger Unternehmensberater

Geburtsjahr: 1949

Mitglied seit: 20. April 2016

Mandate:

- BDO AG
- Fuchs Petrolub SE¹
- Hannover Rück SE¹
- HDI V. a. G.
- innogy SE^{1,3} (Vorsitz)
- SAP SE¹
- Talanx AG¹

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
 - Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
 2 Vertreter der Arbeitnehmer
 3 Konzerninternes Mandat

Dr. Wolfgang Schüssel

Wien, Österreich
 Bundeskanzler a.D. der Republik Österreich
 Geburtsjahr: 1945
 Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:

- Adenauer Stiftung (Vorsitzender des Kuratoriums)
- Mobile TeleSystems PJSC¹

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)
- Dortmunder Stadtwerke Holding GmbH (Vorsitz)
- KEB Holding AG (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
- Schüchtermann-Schiller'sche Kliniken
 Bad Rothenfelde GmbH & Co. KG
- Sparkasse Dortmund (Vorsitz)

Ralf Sikorski²

Hannover
 Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands
 der IG Bergbau, Chemie, Energie
 Geburtsjahr: 1961
 Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- Chemie Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH, Essen
- Lanxess AG¹
- Lanxess Deutschland GmbH
- RAG AG
- RWE Generation SE³
- RWE Power AG³

Marion Weckes²

Dormagen
 Referatsleiterin, Institut für Mitbestimmung und
 Unternehmensführung, Hans-Böckler-Stiftung
 Geburtsjahr: 1975
 Mitglied seit: 20. April 2016

Leonhard Zubrowski²

Lippetal
 Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG
 Geburtsjahr: 1961
 Mitglied seit: 1. Juli 2014

Mandate:

- RWE Generation SE³

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
 - Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von
 Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
 2 Vertreter der Arbeitnehmer
 3 Konzerninternes Mandat

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Sandra Bossemeyer
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Monika Krebber
Dagmar Mühlenfeld
Dr. Wolfgang Schüssel
Leonhard Zubrowski

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Wolfgang Schüssel
Ralf Sikorski

Personalausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Reiner Böhle
Harald Louis
Peter Ottmann
Dr. Wolfgang Schüssel

Prüfungsausschuss

Dr. Erhard Schipporeit (Vorsitz)
Michael Bochinsky
Dr. Wolfgang Schüssel
Ullrich Sierau
Ralf Sikorski
Marion Weckes

Nominierungsausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Peter Ottmann

Strategieausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Günther Schartz
Ralf Sikorski
Leonhard Zubrowski

Vorstand

Dr. Rolf Martin Schmitz (Vorstandsvorsitzender)

Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 15. Oktober 2016

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Mai 2009,

bestellt bis zum 30. Juni 2021

Arbeitsdirektor der RWE AG seit dem 1. Mai 2017

Mandate:

- Amprion GmbH³
- RWE Generation SE³ (Vorsitz)
- RWE Power AG³ (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH³
- TÜV Rheinland AG¹
- Jaeger-Gruppe (Vorsitz)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH³
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG^{1,3}

Dr. Markus Krebber (Finanzvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Oktober 2016,

bestellt bis zum 30. September 2024

Mandate:

- innogy SE^{1,3}
- RWE Generation SE³
- RWE Pensionsfonds AG³
- RWE Power AG³
- RWE Supply & Trading GmbH³ (Vorsitz)

▪ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten i. S. d. § 125 AktG
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen i. S. d. § 125 AktG

1 Börsennotiertes Unternehmen
3 Konzerninternes Mandat

3.9 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Vermerk über die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Prüfungsurteile

Wir haben den Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften (der Konzern) – bestehend aus der Bilanz zum 31. Dezember 2018, der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung, der Kapitalflussrechnung und der Veränderung des Eigenkapitals für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 sowie dem Anhang, einschließlich einer Zusammenfassung bedeutsamer Rechnungslegungsmethoden – geprüft. Darüber hinaus haben wir den Konzernlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, der mit dem Lagebericht der Gesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 geprüft. Die im Abschnitt „Sonstige Informationen“ unseres Bestätigungsvermerks genannten Bestandteile des Konzernlageberichts haben wir in Einklang mit den deutschen gesetzlichen Vorschriften nicht inhaltlich geprüft.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewonnenen Erkenntnisse

- entspricht der beigefügte Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2018 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2018 und
- vermittelt der beigefügte Konzernlagebericht insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns. In allen wesentlichen Belangen steht dieser Konzernlagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, entspricht den deutschen gesetzlichen Vorschriften und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar. Unser Prüfungsurteil zum Konzernlagebericht erstreckt sich nicht auf den Inhalt der im Abschnitt „Sonstige Informationen“ genannten Bestandteile des Konzernlageberichts.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung zu keinen Einwendungen gegen die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts geführt hat.

Grundlage für die Prüfungsurteile

Wir haben unsere Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-Abschlussprüferverordnung (Nr. 537/2014; im Folgenden „EU-APrVO“) unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Die Prüfung des Konzernabschlusses haben wir unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Unsere Verantwortung nach diesen Vorschriften, Grundsätzen und Standards ist im Abschnitt „Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts“ unseres Bestätigungsvermerks weitergehend beschrieben. Wir sind von den Konzernunternehmen unabhängig in Übereinstimmung mit den europarechtlichen sowie den deutschen handelsrechtlichen und berufsrechtlichen Vorschriften und haben unsere sonstigen deutschen Berufspflichten in Übereinstimmung mit diesen Anforderungen erfüllt. Darüber hinaus erklären wir gemäß Artikel 10 Abs. 2 Buchst. f) EU-APrVO, dass wir keine verbotenen Nichtprüfungssleistungen nach Artikel 5 Abs. 1 EU-APrVO erbracht haben. Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungsnachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht zu dienen.

Besonders wichtige Prüfungssachverhalte in der Prüfung des Konzernabschlusses

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 2018 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.

Aus unserer Sicht waren folgende Sachverhalte am bedeutsamsten in unserer Prüfung:

- ❶ Bilanzierung nicht fortgeführter Aktivitäten
- ❷ Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte
- ❸ Bilanzierung und Bewertung von Pensionsrückstellungen

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

- ❶ Sachverhalt und Problemstellung
- ❷ Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
- ❸ Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

❶ Bilanzierung nicht fortgeführter Aktivitäten

- ❶ Am 12. März 2018 haben die RWE Aktiengesellschaft und die E.ON SE (E.ON) einen umfassenden Tausch von Geschäftsbereichen vereinbart. Unter anderem wird dabei Folgendes geregelt: RWE AG wird zunächst sämtliche Anteile an der innogy SE (76,8 %) auf E.ON übertragen. Im Weiteren erhält der Konzern insbesondere das Erneuerbare Energien-Geschäft der innogy zurück sowie das Erneuerbare Energien-Geschäft von E.ON. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmi-

gungen und wird nach Einschätzung des Vorstands im Laufe des Jahres 2019 abgeschlossen.

Seit dem 30. Juni 2018 bilanziert die RWE Aktiengesellschaft die langfristig auf E.ON zu übertragenden Teile von innogy – im Wesentlichen das Netz- und Vertriebsgeschäft – als nicht fortgeführte Aktivitäten gemäß IFRS 5. Die geänderte Bilanzierung der nicht fortgeführten Aktivitäten führte zu umfangreichen Anpassungen am Konsolidierungssystem des Konzerns. Diese Anpassungen berücksichtigen auch das ausgeübte Wahlrecht zur Zuordnung der Eliminierungsbuchungen auf die nicht fortgeführten Aktivitäten. Der Ausweis der zu übertragenden Teile erfolgt als „nicht fortgeführte Aktivitäten“ in der Gewinn- und Verlustrechnung und in der Kapitalflussrechnung sowie als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ bzw. „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“ in der Bilanz. Die Bewertung dieser Bilanzposten richtet sich nach den besonderen Vorschriften des IFRS 5, die grundsätzlich eine Bewertung mit dem niedrigeren Wert aus Buchwert und beizulegendem Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten vorsehen. Im Rahmen des zum Umstellungszeitpunkts seitens der Gesellschaft durchgeführten Wertminderungstests wurde kein Wertminderungsbedarf identifiziert.

Die Anpassung von Ausweis und Bewertung nach den Vorschriften des IFRS 5 war aufgrund der wesentlichen Bedeutung der nicht fortgeführten Aktivitäten von besonderem Belang für unsere Prüfung.

- ② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst beurteilt, ob und welche Geschäftsaktivitäten unter den Anwendungsbereich des IFRS 5 „Zur Veräußerung gehaltene langfristige Vermögenswerte und aufgegebene Geschäftsbereiche“ fallen. Zu diesem Zweck haben wir die in den vertraglichen Vereinbarungen mit E.ON enthaltenen Regelungen ausgewertet und Informationen zum Ablauf der Verfahren bei den Kartellbehörden eingeholt. Auf dieser Grundlage haben wir beurteilt, ob die Voraussetzungen vorliegen, das Netz- und Vertriebsgeschäft der innogy nunmehr als nicht fortgeführte Aktivitäten zu bilanzieren, und ob das Erneuerbare Energien-Geschäft der innogy zutreffend unverändert als fortgeführte Aktivitäten gezeigt wird.

Wir haben uns zudem die Angemessenheit des der geänderten Bilanzierung zugrundeliegenden IT-Konzepts beurteilt und die Umsetzung der Änderungen im Konsolidierungssystem nachvollzogen. Darüber hinaus haben wir den zum Umstellungszeitpunkt durchgeführten Wertminderungstest für die nicht fortgeführten Aktivitäten nachvollzogen.

Außerdem haben wir die Vollständigkeit und Richtigkeit der von IFRS 5 geforderten Anhangangaben sowie die vorgeschriebene Anpassung der Vorjahreswerte in der Gewinn- und Verlustrechnung und in der Kapitalflussrechnung beurteilt.

Die der bilanziellen Abbildung der auf E.ON zu übertragenden Teile der innogy zugrunde liegenden Einschätzungen und An-

nahmen der gesetzlichen Vertreter sind aus unserer Sicht hinreichend dokumentiert sowie begründet und führen insgesamt zu einer sachgerechten Abbildung im Konzernabschluss.

- ③ Die nach IFRS 5 geforderten Angaben sind im Konzernanhang im Abschnitt „Nicht fortgeführte Aktivitäten (Discontinued Operations)“ enthalten. Ergänzend dazu finden sich Angaben des Konzerns zu der Transaktion im Allgemeinen im Abschnitt „Strategie und Struktur“ des Konzernlageberichts.

② Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte“ Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 1,7 Mrd. € (2 % der Konzernbilanzsumme) (im Vorjahr 11,2 Mrd. € bzw. 16 % der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Der Posten enthält seit dem Geschäftsjahr 2018 nur noch die Geschäfts- oder Firmenwerte der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten Erneuerbare Energien und Energiehandel. Die übrigen bis zum Vorjahr unter den immateriellen Vermögenswerten gezeigten Geschäfts- oder Firmenwerte werden in der Bilanz als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen und nach den Vorschriften für „nicht fortgeführte Aktivitäten“ bewertet.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden jährlich oder anlassbezogen einem Werthaltigkeitstest („Impairment Test“) unterzogen, um einen möglichen Abschreibungsbedarf zu ermitteln. Im Rahmen der Impairment Tests wird der Buchwert der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten inklusive des Geschäfts- oder Firmenwerts dem entsprechenden erzielbaren Betrag gegenübergestellt. Die Ermittlung des erzielbaren Betrags erfolgt grundsätzlich auf Basis des beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung. Die Impairment Tests erfolgen auf Ebene derjenigen zahlungsmittelgenerierenden Einheiten bzw. Gruppen zahlungsmittelgenerierender 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. Als Ergebnis des Impairment Tests wurde kein Wertminderungsbedarf festgestellt. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße abhängig davon, wie die gesetzlichen Vertreter die künftigen Zahlungsmittelzuflüsse der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten einschätzen sowie von den jeweils verwendeten Diskontierungszinssätzen, Wachstumsraten und weiteren Annahmen. Die Bewertung ist daher mit erheblichen 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 beurteilt, ob die den Bewertungen zugrunde liegenden künftigen Zahlungsmittelzuflüsse im Zusammenhang mit den angesetzten gewichteten Kapitalkosten insgesamt eine sachgerechte Grundlage für die Impairment Tests bilden. Die Angemessenheit der bei den Berechnungen verwendeten künftigen Zahlungsmittelzuflüsse haben wir unter anderem durch Abgleich dieser Angaben mit der Mittelfristplanung des Konzerns sowie durch Abstimmung mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen beurteilt. Dabei haben wir auch die sachgerechte Berücksichtigung von Kosten für Konzernfunktionen in der jeweiligen zahlungsmittelgenerierenden Einheit beurteilt. 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 auch die bei der Bestimmung des verwendeten Diskontierungszinssatzes herangezogenen Parameter beurteilt und das Berechnungsschema nachvollzogen. Ferner haben wir ergänzend die von der Gesellschaft durchgeführten Sensitivitätsanalysen gewürdigt, um ein mögliches Wertminderungsrisiko (höherer Buchwert im Vergleich zum erzielbaren Betrag) bei einer für möglich gehaltenen Änderung einer wesentlichen Annahme der Bewertung einschätzen zu können. Die von den gesetzlichen Vertretern angewandten Bewertungsparameter und -annahmen stimmen insgesamt mit unseren Erwartungen überein und liegen auch innerhalb der aus unserer Sicht vertretbaren Bandbreiten.
- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Geschäfts- oder Firmenwerten sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(10) Immaterielle Vermögensgegenstände“ enthalten.

③ Bilanzierung und Bewertung von Pensionsrückstellungen

- ① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Rückstellungen“, Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen ausgewiesen. Die Pensionsrückstellungen setzen sich zusammen aus Verpflichtungen aus leistungsorientierten Versorgungsplänen in Höhe von 15,0 Mrd. €, Planvermögen in Höhe von 11,9 Mrd. € und aktivisch ausgewiesenem Nettovermögen in Höhe von 0,2 Mrd. €. Die Bewertung der Verpflichtungen aus leistungsorientierten Versorgungsplänen erfolgt nach der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected Unit Credit Method). Dabei sind insbesondere Annahmen über die langfristigen Gehalts- und Rententrends, die durchschnittliche Lebenserwartung und die Fluktuation zu treffen. Für die durchschnittliche Lebenserwartung werden zum 31. Dezember 2018 im Inland erstmals die neuen Richttafeln der Heubeck-Richttafeln GmbH (Heubeck-Richttafeln RT 2018 G) verwendet. Der Effekt aus der Erstanwendung der

Richttafeln beträgt -105 Mio. €. Der Abzinsungssatz ist aus der Rendite hochwertiger, währungskongruenter Unternehmensanleihen mit vergleichbaren Laufzeiten abzuleiten. Dabei müssen regelmäßig Extrapolationen vorgenommen werden, da nicht ausreichend viele langfristige Unternehmensanleihen existieren. Die Bewertung des Planvermögens erfolgt zum beizulegenden Zeitwert, der wiederum mit Schätzungsunsicherheiten verbunden ist.

Aus unserer Sicht waren diese Sachverhalte im Rahmen unserer Prüfung von besonderer Bedeutung, da der Ansatz und die Bewertung dieses betragsmäßig bedeutsamen Postens in einem wesentlichen Maß auf Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter der Gesellschaft basieren.

- ② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst das Vorliegen der Voraussetzungen für die Bilanzierung als leistungs- bzw. beitragsorientierte Versorgungszusagen beurteilt sowie die eingeholten versicherungsmathematischen Gutachten und die fachliche Qualifikation der externen Gutachter gewürdigt. Ferner haben wir uns unter anderem mit den spezifischen Besonderheiten der versicherungsmathematischen Berechnungen befasst und das Mengengerüst, die versicherungsmathematischen Parameter sowie das den Bewertungen zugrunde liegende Bewertungsverfahren auf Standardkonformität und Angemessenheit überprüft. Zudem wurde die Entwicklung der Verpflichtung und der Aufwandskomponenten gemäß versicherungsmathematischem Gutachten vor dem Hintergrund der eingetretenen Änderungen in den Bewertungsparametern und im Mengengerüst analysiert und plausibilisiert. Für die Prüfung des beizulegenden Zeitwerts des Planvermögens haben wir Bank- und Fondsbestätigungen eingeholt sowie die der jeweiligen Bewertung zugrunde liegenden Verfahren und die angewandten Bewertungsparameter überprüft.

Auf Basis unserer Prüfungshandlungen konnten wir uns davon überzeugen, dass die von den gesetzlichen Vertretern vorgenommenen Einschätzungen und getroffenen Annahmen begründet und hinreichend dokumentiert sind.

- ③ Die Angaben der Gesellschaft zu den Pensionsrückstellungen sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ im Unterpunkt „(22) Rückstellungen“ enthalten.

Sonstige Informationen

Die gesetzlichen Vertreter sind für die sonstigen Informationen verantwortlich. Die sonstigen Informationen umfassen die folgenden nicht inhaltlich geprüften Bestandteile des Konzernlageberichts:

- die in Abschnitt 1.8 des Konzernlageberichts enthaltene Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289f HGB und § 315d HGB
- den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 HGB

Die sonstigen Informationen umfassen zudem die übrigen Teile des Geschäftsberichts – ohne weitergehende Querverweise auf externe Informationen –, mit Ausnahme des geprüften Konzernabschlusses, des geprüften Konzernlageberichts sowie unseres Bestätigungsvermerks.

Unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht erstrecken sich nicht auf die sonstigen Informationen, und dementsprechend geben wir weder ein Prüfungsurteil noch irgendeine andere Form von Prüfungsschlussfolgerung hierzu ab.

Im Zusammenhang mit unserer Prüfung haben wir die Verantwortung, die sonstigen Informationen zu lesen und dabei zu würdigen, ob die sonstigen Informationen

- wesentliche Unstimmigkeiten zum Konzernabschluss, zum Konzernlagebericht oder unseren bei der Prüfung erlangten Kenntnissen aufweisen oder
- anderweitig wesentlich falsch dargestellt erscheinen.

Falls wir auf Grundlage der von durchgeführten Arbeiten den Schluss ziehen, dass eine wesentliche falsche Darstellung dieser sonstigen Informationen vorliegt, sind wir verpflichtet, über diese Tatsache zu berichten. Wir haben in diesem Zusammenhang nichts zu berichten.

Verantwortung der gesetzlichen Vertreter und des Aufsichtsrats für den Konzernabschluss und den Konzernlagebericht

Die gesetzlichen Vertreter sind verantwortlich für die Aufstellung des Konzernabschlusses, der den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften in allen wesentlichen Belangen 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 Darstellungen 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, Sachverhalte in Zusammenhang mit der Fortführung der Unternehmenstätigkeit, sofern einschlägig, anzugeben. Darüber hinaus sind sie dafür verantwortlich, 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.

Außerdem sind die gesetzlichen Vertreter verantwortlich für die Aufstellung des Konzernlageberichts, der insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt sowie in allen wesent-

lichen Belangen mit dem Konzernabschluss in Einklang steht, den deutschen 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 anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften zu ermöglichen, und um ausreichende geeignete Nachweise für die Aussagen im Konzernlagebericht erbringen zu können.

Der Aufsichtsrat ist verantwortlich für die Überwachung des Rechnungslegungsprozesses des Konzerns zur Aufstellung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts.

Verantwortung des Abschlussprüfers für die Prüfung des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts

Unsere Zielsetzung ist, hinreichende Sicherheit darüber zu erlangen, ob der Konzernabschluss als Ganzes frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist, und 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 deutschen gesetzlichen Vorschriften entspricht und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt, sowie einen Bestätigungsvermerk zu erteilen, der unsere Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht beinhaltet.

Hinreichende Sicherheit ist ein hohes Maß an Sicherheit, aber keine Garantie dafür, dass eine in Übereinstimmung mit § 317 HGB und der EU-APrVO unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der ISA durchgeführte Prüfung eine wesentliche falsche Darstellung stets aufdeckt. Falsche Darstellungen 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 und Konzernlageberichts getroffenen wirtschaftlichen Entscheidungen von Adressaten beeinflussen.

Während der Prüfung üben wir pflichtgemäßes Ermessen aus und bewahren eine kritische Grundhaltung. Darüber hinaus

- identifizieren und beurteilen wir die Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder unbeabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss und im Konzernlagebericht, planen und führen Prüfungshandlungen als Reaktion auf diese Risiken durch sowie erlangen Prüfungsnachweise, die ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unsere Prüfungsurteile zu dienen. Das Risiko, dass wesentliche falsche Darstellungen nicht aufgedeckt werden, ist bei Verstößen höher als bei Unrichtigkeiten, da Verstöße betrügerisches Zusammenwirken, Fälschungen, beabsichtigte Unvollständigkeiten, irreführende Darstellungen bzw. das Außerkraftsetzen interner Kontrollen beinhalten können.

- gewinnen wir ein Verständnis von dem für die Prüfung des Konzernabschlusses relevanten internen Kontrollsystem und den für die Prüfung des Konzernlageberichts relevanten Vorkehrungen und Maßnahmen, um Prüfungshandlungen zu planen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht mit dem Ziel, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit dieser Systeme 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 des von den gesetzlichen Vertretern angewandten Rechnungslegungsgrundsatzes der Fortführung der Unternehmenstätigkeit 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 und im Konzernlagebericht aufmerksam zu machen oder, falls diese Angaben unangemessen sind, unser jeweiliges 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 § 315e Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt.
- holen wir ausreichende geeignete Prüfungsnachweise für die Rechnungslegungsinformationen der Unternehmen oder Geschäftstätigkeiten innerhalb des Konzerns ein, um Prüfungsurteile zum Konzernabschluss und zum Konzernlagebericht abzugeben. Wir sind verantwortlich für die Anleitung, Überwachung und Durchführung der Konzernabschlussprüfung. Wir tragen die alleinige Verantwortung für unsere Prüfungsurteile.
- beurteilen wir den Einklang des Konzernlageberichts mit dem Konzernabschluss, seine Gesetzesentsprechung und das von ihm vermittelte Bild von der Lage des Konzerns.
- führen wir Prüfungshandlungen zu den von den gesetzlichen Vertretern dargestellten zukunftsorientierten Angaben im Konzernla-

gebericht durch. Auf Basis ausreichender geeigneter Prüfungsnachweise vollziehen wir dabei insbesondere die den zukunftsorientierten Angaben von den gesetzlichen Vertretern zugrunde gelegten bedeutsamen Annahmen nach und beurteilen 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.

Wir erörtern mit den für die Überwachung Verantwortlichen unter anderem den geplanten Umfang und die Zeitplanung der Prüfung sowie bedeutsame Prüfungsfeststellungen, einschließlich etwaiger Mängel im internen Kontrollsystem, die wir während unserer Prüfung feststellen.

Wir geben gegenüber den für die Überwachung Verantwortlichen eine Erklärung ab, dass wir die relevanten Unabhängigkeitsanforderungen eingehalten haben, und erörtern mit ihnen 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 den für die Überwachung Verantwortlichen 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 Bestätigungsvermerk, es sei denn, Gesetze oder andere Rechtsvorschriften schließen die öffentliche Angabe des Sachhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO

Wir wurden von der Hauptversammlung am 26. April 2018 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 27. April 2018 vom Aufsichtsrat beauftragt. Wir sind ununterbrochen seit dem Geschäftsjahr 2001 als Konzernabschlussprüfer der RWE Aktiengesellschaft, Essen, tätig.

Wir erklären, dass die in diesem Bestätigungsvermerk enthaltenen Prüfungsurteile mit dem zusätzlichen Bericht an den Prüfungsausschuss nach Artikel 11 EU-APrVO (Prüfungsbericht) in Einklang stehen.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer

Der für die Prüfung verantwortliche Wirtschaftsprüfer ist Ralph Welter.

Essen, den 28. Februar 2019

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer

Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer

3.10 INFORMATIONEN ZUM ABSCHLUSSPRÜFER

Der Konzernabschluss der RWE AG und ihrer Tochtergesellschaften für das Geschäftsjahr 2018 – bestehend aus Konzernbilanz, Konzerngewinn- und -verlustrechnung und Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung, Konzernkapitalflussrechnung und Konzernanhang – wurde von der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für RWE ist Herr Ralph Welter. Herr Welter hat diese Funktion bisher in fünf Abschlussprüfungen wahrgenommen.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Eckdaten des RWE-Konzerns¹		2018	2017	2016	2015	2014
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	Mio. €	13.388	13.822	43.590	45.848	46.149
Ergebnis						
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.538	2.149	5.403	7.017	7.131
Bereinigtes EBIT	Mio. €	619	1.170	3.082	3.837	4.017
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	49	2.056	-5.807	-637	2.246
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	335	1.900	-5.710	-170	1.704
Ergebnis je Aktie	€	0,54	3,09	-9,29	-0,28	2,77
Cash Flow/Investitionen/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	4.611	-3.771	2.352	3.339	5.556
Free Cash Flow	Mio. €	3.439	-4.439	809	441	2.311
Free Cash Flow je Aktie	€	5,59	-7,22	1,32	0,72	3,76
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	18.595	45.694	45.911	51.453	54.224
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	61.513	23.365	30.491	27.881	32.092
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	14.257	11.991	7.990	8.894	11.772
Langfristige Schulden	Mio. €	20.007	36.774	39.646	45.315	46.324
Kurzfristige Schulden	Mio. €	45.844	20.294	28.766	25.125	28.220
Bilanzsumme	Mio. €	80.108	69.059	76.402	79.334	86.316
Eigenkapitalquote	%	17,8	17,4	10,5	11,2	13,6
Nettoschulden	Mio. €	19.339	20.227	22.709	25.463	30.972
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.389	-	-	-	-
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende ²		17.748	59.547	58.652	59.762	59.784
Forschung & Entwicklung						
Betriebliche F & E-Aufwendungen	Mio. €	116	182	165	101	110
Emissionsbilanz						
CO ₂ -Ausstoß	Mio. Tonnen	118,0	131,8	148,3	150,8	155,2
Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate	Mio. Tonnen	1,3	1,3	4,5	5,6	5,8
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten ³	Mio. Tonnen	115,6	129,1	142,6	143,9	148,3
Spezifische CO ₂ -Emissionen	Tonnen/MWh	0,670	0,658	0,686	0,708	0,745

¹ Die Vergleichbarkeit der Zahlen unterschiedlicher Geschäftsjahre ist zum Teil durch Anpassungen der Berichtsweise beeinträchtigt (siehe Seite 40).

² Umgerechnet in Vollzeitstellen

³ Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO₂-Ausstoß keine Emissionsrechte.

IMPRESSUM

RWE Aktiengesellschaft

Altenessener Straße 35
45141 Essen

Telefon +49 201 12-00
Telefax +49 201 12-15199
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations:

Telefon +49 201 5179-3112
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 sowie weitere Informationen über RWE finden Sie im Internet unter www.rwe.com.

Dieser Geschäftsbericht ist am 14. März 2019 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Satz und Produktion:

MPM Corporate Communication Solutions,
Mainz, Düsseldorf
www.mpm.de

Fotografie:

André Laaks, Essen

Lektorat:

Textpertise Heike Virchow, Hamburg

Druck:

D+L Printpartner GmbH, Bocholt

RWE ist Mitglied im DIRK –
Deutscher Investor Relations Verband e. V.



Finanzkalender 2019/2020

3. Mai 2019	Hauptversammlung
8. Mai 2019	Dividendenzahlung
15. Mai 2019	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2019
14. August 2019	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2019
14. November 2019	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019
12. März 2020	Bericht über das Geschäftsjahr 2019
28. April 2020	Hauptversammlung
4. Mai 2020	Dividendenzahlung
14. Mai 2020	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2020
13. August 2020	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2020
12. November 2020	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2020

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.

RWE

