RWE

Our energy for a sustainable life

Geschäftsbericht 2019

Wir stecken voller Energie für eine nachhaltige Welt.

Seit mehr als 120 Jahren ist unser Produkt dasselbe: Strom. Doch Strom kann heute weit mehr als bei unserer Gründung im Jahr 1898. Er ist die wichtigste Innovations- und Modernisierungsenergie unserer Zeit und durchströmt unseren Alltag: das Handy laden, mit der Bahn zur Arbeit – undenkbar ohne Strom. Strom bewegt Roboter in der Produktion, unterstützt Milliarden digitaler Prozesse und treibt ganze Flotten von E-Fahrzeugen an.

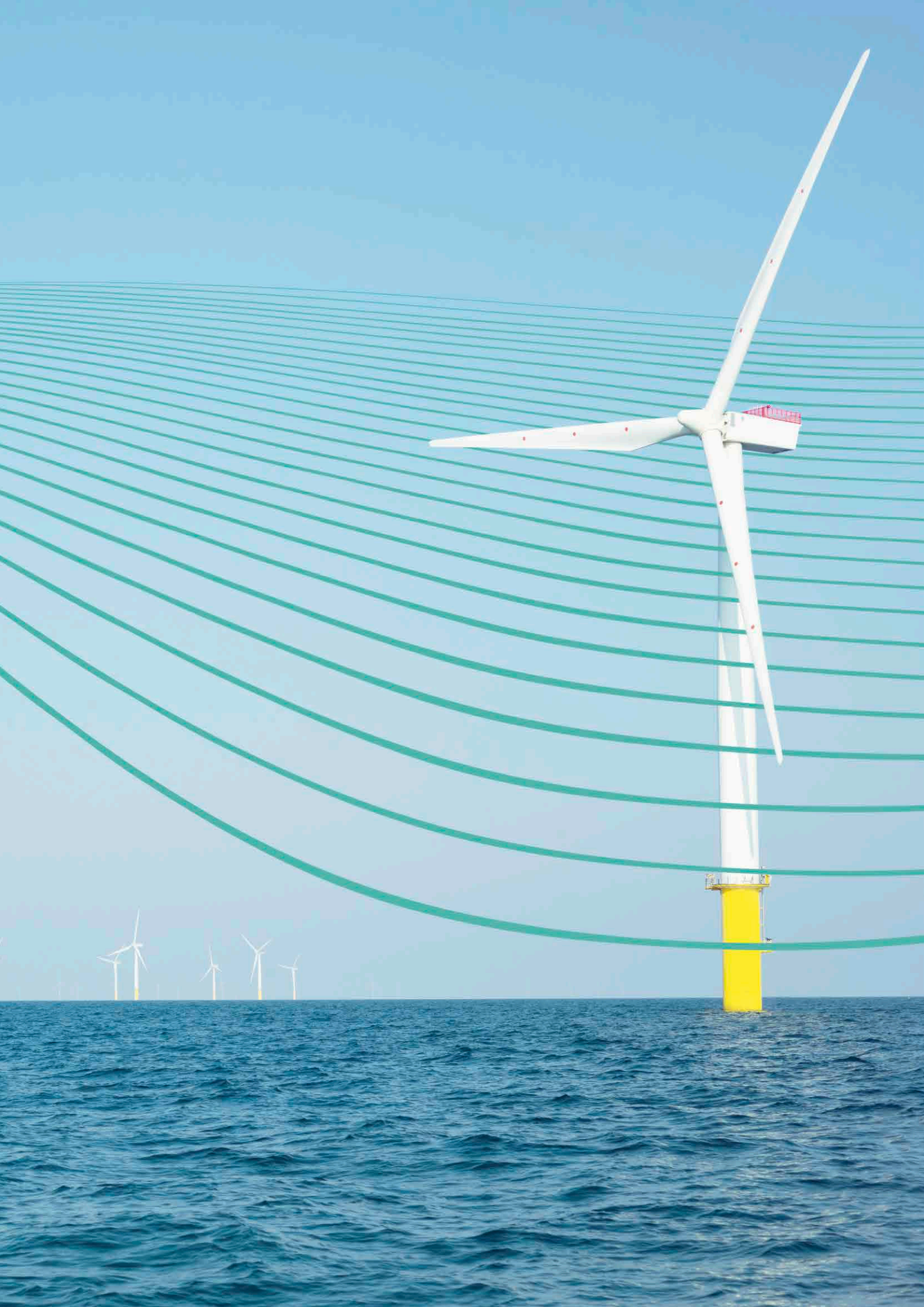
Auch bei der Stromerzeugung hat sich viel verändert: Wir gewinnen unseren Strom zunehmend aus den Energiequellen, die uns umgeben – Wind, Sonne und Wasser. Und immer weniger aus CO_2-intensiver Kohle. Damit tragen wir einem Gebot Rechnung, das heute wichtiger ist denn je: dem der Nachhaltigkeit

Durch ein Tauschgeschäft mit E.ON sind wir zu einem international führenden Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien geworden. Unsere Investitionen fließen ab sofort in den Ausbau der Erneuerbaren – netto 1,5 bis 2 Milliarden Euro jedes Jahr. Damit errichten wir Windparks an Land und auf hoher See und forschen an Technologien, mit denen sich die Energie aus Sonne und Wind speichern lässt, um auch bei Windstille und Dunkelheit verfügbar zu sein. Bis die Speicherinfrastruktur für eine Vollversorgung mit grünem Strom aufgebaut ist, sorgen wir mit unseren flexiblen Kraftwerken für eine verlässliche Energieversorgung. Spätestens 2040 soll dann unsere gesamte Stromerzeugung klimaneutral sein.

Wer hätte das alles vor 120 Jahren gedacht?

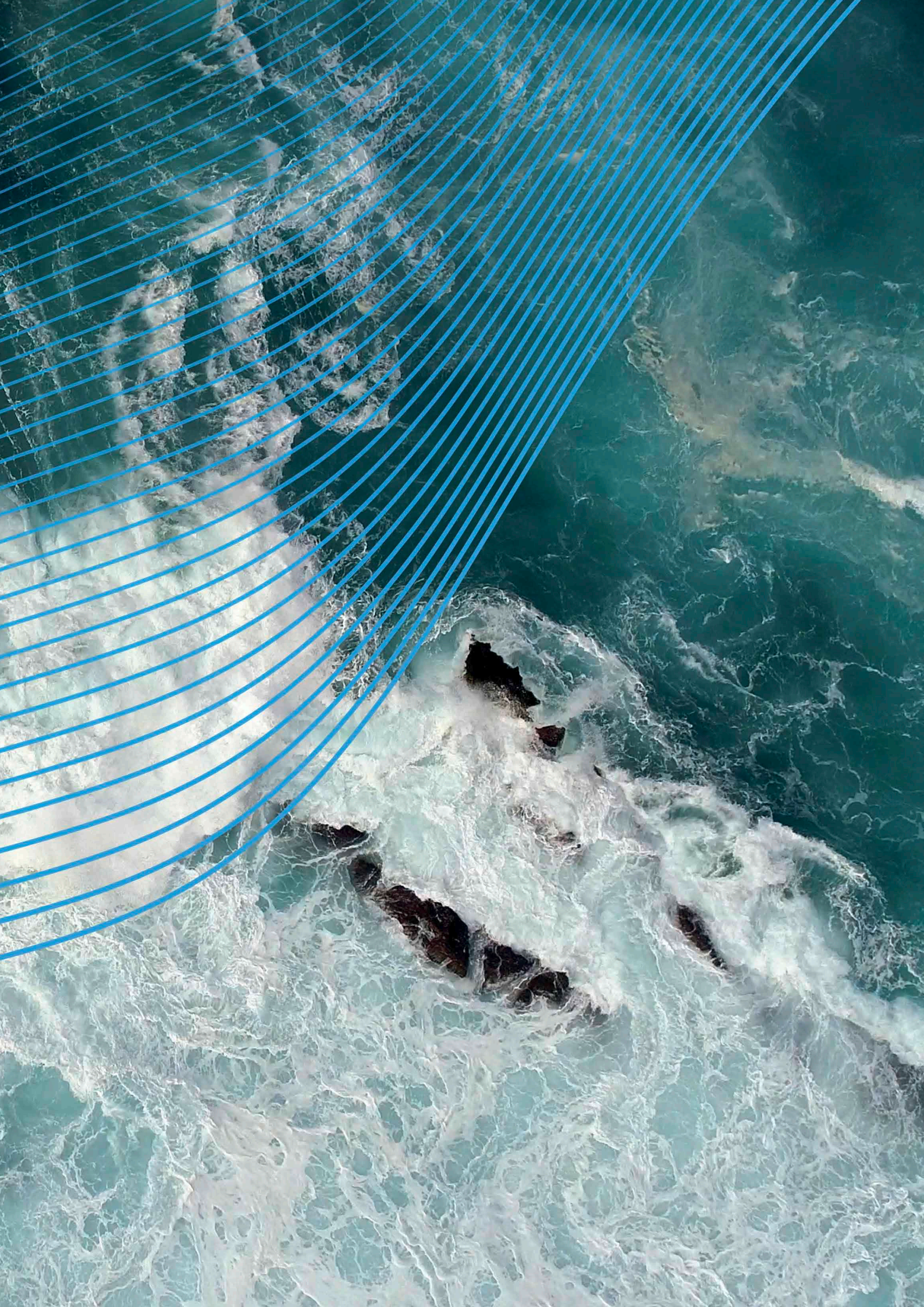
Wir haben ein Ziel: klimaneutral bis 2040.

Das ist zehn Jahre früher, als es die EU für sich anstrebt. Wie wir das schaffen wollen? Indem wir die erneuerbaren Energien zügig ausbauen und gleichzeitig aus der Kohleverstromung aussteigen. Wie ernst es uns damit ist, lässt sich daran ablesen, was wir schon erreicht haben: Seit 2012 haben wir unseren CO_2-Ausstoß bereits um die Hälfte gesenkt.



Wir stehen für sauberen, sicheren und bezahlbaren Strom.

Unser Strom aus Wind, Sonne, Wasser und Biomasse ist die Energie für ein nachhaltiges Leben. Diese Energie muss aber auch zuverlässig verfügbar sein. Und sie darf nicht zum Luxusgut werden. Auch dafür setzen wir uns ein, indem wir die Entwicklung leistungsfähiger und wirtschaftlicher Energiespeicher vorantreiben.



Global Player bei erneuerbaren Energien

Klimaschutz darf nicht an Grenzen haltmachen. Windparks und Photovoltaikanlagen bauen wir auch außerhalb Europas, vor allem in Nordamerika und im asiatisch-pazifischen Raum. Bei der Windkraft an Land sind die USA schon heute unser größter Markt.

1,5 bis 2 Milliarden Euro Nettoinvestitionen pro Jahr in erneuerbare Energien

Die neue RWE setzt auf die Energiequellen Wind, Sonne, Wasser und Biomasse. Sie wollen wir künftig immer stärker nutzen. Dafür planen wir Investitionen von 1,5 bis 2 Milliarden Euro pro Jahr. Und zwar netto, das heißt, mit den Mitteln von Projektpartnern werden unsere Investitionen noch höher ausfallen.

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		2019	2018	+/–
Stromerzeugung	Mrd. kWh	153,2	176,0	–22,8
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	Mio. €	13.125	13.406[1]	–281
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	2.489	1.538	951
Bereinigtes EBIT	Mio. €	1.267	619	648
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	–752	49	–801
Nettoergebnis	Mio. €	8.498	335	8.163
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	–977	4.611	–5.588
Investitionen	Mio. €	9.838	1.260	8.578
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.090	1.079	1.011
in Finanzanlagen	Mio. €	7.748	181	7.567
Free Cash Flow	Mio. €	–2.053	3.439	–5.492
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	–
Ergebnis je Aktie	€	13,82	0,54	13,28
Dividende je Aktie	€	0,80[2]	0,70	0,10
		31.12.2019	31.12.2018	
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	9.066	4.389	4.677
Mitarbeiter[3]		19.792	17.748	2.044

1 Angepasster Wert, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften
2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2019, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 28. April 2020
3 Umgerechnet in Vollzeitstellen

Inhalt

An unsere Investoren

Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden 12
Der Vorstand der RWE AG 16
Bericht des Aufsichtsrats 18
RWE am Kapitalmarkt 24

1 Zusammengefasster Lagebericht 27

1.1 Strategie 28
1.2 Innovation 33
1.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen 37
1.4 Politische Rahmenbedingungen 42
1.5 Wesentliche Ereignisse 45
1.6 Anmerkungen zur Berichtsweise 49
1.7 Geschäftsentwicklung 51
1.8 Finanz- und Vermögenslage 62
1.9 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding) 67
1.10 Darstellung des RWE-Konzerns mit innogy als reiner Finanzbeteiligung 69
1.11 Übernahmerechtliche Angaben 70
1.12 Vergütungsbericht 72
1.13 Entwicklung der Risiken und Chancen 84
1.14 Prognosebericht 93

2 Versicherung der gesetzlichen Vertreter 96

3 Konzernabschluss 97

3.1 Gewinn- und Verlustrechnung 98
3.2 Gesamtergebnisrechnung 99
3.3 Bilanz 100
3.4 Kapitalflussrechnung 101
3.5 Veränderung des Eigenkapitals 102
3.6 Anhang 104
3.7 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs) 176
3.8 Organe (Teil des Anhangs) 207
3.9 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers 212
3.10 Informationen zum Abschlussprüfer 220

Weitere Informationen

Fünfjahresübersicht 221
Impressum 222
Finanzkalender 223

„Es braucht noch viel Zeit, bis die neue RWE in den Köpfen ankommt."

Dr. Rolf Martin Schmitz über die „neue" RWE, die Wachstumspläne bei den erneuerbaren Energien und den geplanten Ausstieg aus der Braunkohle

Herr Schmitz, RWE hat in seiner 122-jährigen Geschichte große Veränderungen erlebt. Auch jetzt wieder. Was zeichnet die „neue" RWE aus?
Unser Unternehmen hat sich immer auf die Herausforderungen und gesellschaftlichen Erwartungen seiner Zeit eingestellt. Das tun wir auch heute. Eine zentrale Herausforderung der Gegenwart ist der Klimawandel. Und die dringlichste Erwartung der Gesellschaft an uns ist, dass wir etwas dagegen tun. Das haben wir verstanden und uns dementsprechend aufgestellt. Insofern ist die „neue" RWE ein Unternehmen, das sich treu geblieben ist.

Angenommen, Sie hätten die Dauer einer Aufzugfahrt Zeit, die neue RWE zu beschreiben …
… da müsste ich nicht lange überlegen. RWE ist durch ein intelligentes Tauschgeschäft mit E.ON zu einem international führenden Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien geworden. Damit haben wir ein Geschäft hinzugewonnen, das sich durch attraktive Renditen, verlässliche Rahmenbedingungen und breite gesellschaftliche Akzeptanz auszeichnet. RWE ist nun wieder ein Wachstumsunternehmen, und das Wort „international" heißt nicht mehr „europäisch", sondern „global". Und wir haben uns ein Ziel gesetzt, das unser Handeln in einen viel größeren als den rein ökonomischen Kontext stellt: Bis spätestens 2040 soll unsere Stromerzeugung klimaneutral sein. Das heißt, dieses Geschäft wird keinen Einfluss mehr auf die CO_2-Konzentration in der Erdatmosphäre haben. Sie sehen, die Aufzugfahrt muss gar nicht so lang sein, um die neue RWE vorzustellen.

Bis 2040 klimaneutral zu werden klingt sehr ambitioniert. Selbst die EU will sich dafür zehn Jahre mehr Zeit lassen.
Das ist auch ambitioniert. Klimaneutral wird man nicht mal eben so. Dafür bedarf es gewaltiger Anstrengungen und geeigneter Rahmenbedingungen. Unsere Botschaft lautet: Wir sind bereit für die Anstrengungen, an uns wird es nicht scheitern.

Glaubt man Ihnen das?
Sicherlich gibt es Leute, die misstrauisch sind und denen keine Veränderung schnell genug geht. Die möchte ich darauf verweisen, was wir schon erreicht haben: RWE hat

in den vergangenen sieben Jahren seinen CO_2-Ausstoß um die Hälfte gesenkt. Welches andere Unternehmen kann das von sich behaupten? Der beschleunigte Kohleausstieg in Deutschland wird dazu beitragen, dass wir bis 2030 nur noch ein Viertel der Emissionen von 2012 haben werden. Und zehn Jahre später wollen wir dann unseren gesamten Strom mit erneuerbaren Energien oder CO_2-frei produziertem Wasserstoff erzeugen. Sollten wir dann noch fossile Brennstoffe wie Erdgas nutzen müssen, um eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, werden wir die Emissionen durch Gegenmaßnahmen neutralisieren, zum Beispiel durch Aufforstung.

Um in Zukunft den Großteil des Stroms aus erneuerbaren Energien produzieren zu können, muss RWE gewaltig investieren. Haben Sie überhaupt das Geld dafür?
Bei der Finanzierung sehe ich keine Schwierigkeiten. Wichtig ist, dass wir genügend attraktive Projekte finden, die unsere Renditeerwartungen erfüllen. Aber auch da bin ich zuversichtlich, zumal wir unseren Aktionsradius über die Grenzen Europas hinaus erweitert haben. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien werden wir pro Jahr 1,5 bis 2 Milliarden Euro in die Hand nehmen, und zwar netto, das heißt, oben drauf kommen noch die Mittel, die Projektpartner beisteuern. Bis Ende 2022 wollen wir unsere Windkraft- und Solarkapazität von heute neun auf mehr als 13 Gigawatt erhöhen. Ein Großteil der zusätzlichen Kapazitäten ist bereits im Bau, beispielsweise die Windparks Triton Knoll in der britischen Nordsee und Big Raymond in Texas. Und in Australien wollen wir bald Limondale ans Netz nehmen, das leistungsstärkste Solarkraftwerk auf dem Kontinent.

Dass RWE internationaler wird, könnte Erinnerungen an den missglückten Ausflug ins amerikanische Wassergeschäft wecken, auch wenn der schon lange zurückliegt. Was wollen Sie dieses Mal anders machen?
Was damals schief gelaufen ist, kann ich nur vermuten, da ich noch nicht bei RWE war. Mein Eindruck ist, dass RWE zu der Zeit noch ein sehr deutscher Konzern war. Man hat im Ausland Geschäft gekauft und geglaubt, dass das dann einfach so weiterläuft, nur eben unter dem Dach einer anderen Konzernmutter. Das funktioniert aber nicht.

Heißt das, dass Sie das Auslandsgeschäft enger führen wollen?
Wir müssen es so führen, dass jedem klar ist: Das ist unser Geschäft, und dieses Geschäft ist uns wichtig. Ein Windpark in Ohio hat den gleichen Stellenwert für uns wie einer in der Nordsee. Konkret bedeutet das, dass wir vor Ort sind, das Geschäft mit allen seinen Details verstehen und es mitgestalten. Natürlich gelingt das nicht in jeder Region gleich gut. Deshalb ist es auch so wichtig, dass wir uns genau überlegen, wo wir hingehen. Bei den erneuerbaren Energien kommen rein theoretisch fast alle Länder dieser Welt als Standorte infrage. Tatsächlich bieten aber viele dieser Märkte keine geeigneten Rahmenbedingungen oder scheiden aus, weil Wettbewerber von uns dort kulturelle Vorteile haben. Letzteres trifft beispielsweise auf die meisten Staaten Lateinamerikas zu.

Um die erneuerbaren Energien gibt es zurzeit einen regelrechten Hype. An der Börse stehen Unternehmen wie RWE hoch im Kurs. Befürchten Sie, die Hoffnungen der Anleger zu enttäuschen?
Wir werden alles dafür tun, damit das nicht passiert. Zugegeben: Die Förderkonditionen für Windräder und Solaranlagen sind heute längst nicht mehr so gut wie vor zehn Jahren. Und der Wettbewerb bei Ausschreibungen ist härter geworden. Aber der technische Fortschritt war seitdem auch enorm. Dadurch sind die Anlagen heute viel kostengünstiger und effizienter. Die erneuerbaren Energien sind deshalb trotz gesunkener Vergütungen ein attraktives Geschäftsfeld …

… das allerdings – Sie sprachen es an – durch zunehmenden Wettbewerb gekennzeichnet ist.
Das stimmt. Bei den Erneuerbaren haben wir keine eigene Rohstoffquelle als Alleinstellungsmerkmal wie noch bei der Braunkohle. Und die Zahl der Wettbewerber, die sich um Projektförderungen bemühen, wird größer. Kostenvorteile und ein gutes Projektmanagement sind in dem Geschäft entscheidende Erfolgskriterien. Außerdem müssen wir uns an die Spitze der technologischen Entwicklung stellen.

Moment – Sie wollen aus RWE einen Technologiekonzern machen?
In begrenztem Maße schon. Mein Appell an unsere Projektentwickler und Ingenieure ist: „Seid immer am Puls der technischen Entwicklung." Denn wir sind bei den Erneuerbaren in einer Phase, in der die beste Technologie über den Erfolg entscheidet. Das gilt auch für die Energiespeicherung. Da müssen wir einfach ganz vorne mitspielen. Nehmen Sie das Beispiel der schwimmenden Plattformen für Windturbinen. Damit wäre Offshore-Windkraft auch in tieferen Gewässern möglich, zum Beispiel im Mittelmeerraum oder an den steil abfallenden Küsten in Asien und Amerika. Wir arbeiten an intelligenten, kostengünstigen Varianten solcher Plattformen. Wenn wir dabei erfolgreich sind, können wir uns von Wettbewerbern abheben.

Der neue Leitsatz von RWE lautet: „Our energy for a sustainable life". Im vergangenen Jahr hat das Unternehmen noch gut 40 Prozent seines Stroms mit Kohle produziert. Wie passt das zusammen?
Zunächst einmal die Fakten: Spätestens 2038 werden wir die Kohleverstromung vollständig beenden. Mit der Bundesregierung haben wir uns auf einen Stilllegungsfahrplan für die Braunkohle verständigt, bei dem die Anfangslasten fast ausschließlich von RWE zu stemmen sind. Der zügige Ausstieg aus einer CO_2-intensiven Erzeugungstechnologie bei gleichzeitigem Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein sehr großer Beitrag zu einem nachhaltigen Leben.

Für den frühzeitigen Ausstieg aus der Braunkohle erhält RWE vom Bund 2,6 Milliarden Euro Entschädigung. Die tatsächlichen Belastungen sind aber wesentlich höher. Warum haben Sie das akzeptiert?
Es stimmt, dass wir beim Braunkohleausstieg draufzahlen. Fakt ist auch, dass wir damit an die Grenze des Machbaren gehen. Aber die Tatsache, dass wir in monatelangen Verhandlungen mit der Politik einen Kompromiss gefunden haben, ist auch etwas wert. Der vereinbarte Ausstiegspfad gibt uns einen verlässlichen Rahmen für unsere Planungen und Optimierungsmaßnahmen. Vor allem aber werden die Interessen unserer rund 10.000 Beschäftigten im Rheinischen Revier gewahrt. Sie erhalten Anpassungshilfen vom Bund, sodass sie nicht ins Bergfreie fallen. Wären wir diesen Kompromiss nicht eingegangen, hätte es eine jahrelange juristische Hängepartie gegeben – mit ungewissem Ausgang. Jetzt können wir nach vorne blicken und uns ganz darauf konzentrieren, den Braunkohleausstieg reibungslos, effizient und sozialverträglich umzusetzen.

Sehen das die Kumpel im Rheinischen Revier auch so?
Sicherlich nicht jeder. Aber ich glaube, dass die Kumpel weniger mit RWE hadern als mit denjenigen, die gegen die Braunkohle zu Felde ziehen und sich dabei teilweise über alle Regeln des Anstands und des Rechts hinwegsetzen. Viele fühlen sich vom Staat im Stich gelassen und einige vielleicht auch von RWE. Diese Gefühle kann ich sehr gut verstehen. Aber wir dürfen nicht vergessen, dass die Braunkohleverstromung ohnehin bis Mitte des Jahrhunderts ausgelaufen wäre. In nahezu jeder Branche gibt es diesen Wandel, nehmen Sie nur die Autoindustrie. Ich kenne den Versorgersektor seit Jahrzehnten. Mein Credo lautet: Jede Zeit hat ihre Energie und jede Energie ihre Zeit. Vielleicht ist jetzt aber auch der richtige Moment anzuerkennen, was die Kohlekumpel in den vergangenen Jahrzehnten für Deutschland geleistet haben. Sie haben großen Anteil am Wirtschaftswunder und dem damit verbundenen Wohlstand für Millionen von Menschen. Der Respekt gebietet, sich von der alten Form der Energiegewinnung mit Stil und Würde zu verabschieden. Und was RWE angeht, möchte ich anfügen, dass unsere frühen Investitionen in die erneuerbaren Energien mit dem Geld getätigt wurden, das wir mit der Braunkohle und auch mit unseren Kernkraftwerken erwirtschaftet haben.

Kommen wir zum Geschäftsverlauf 2019. Sie konnten den EBITDA-Ausblick im Jahresverlauf zweimal nach oben anpassen und hätten sogar fast noch die letzte Prognose übertroffen.
Wir hatten für 2019 zunächst mit einem bereinigten EBITDA von 1,4 bis 1,7 Milliarden Euro gerechnet. Geworden sind es dann 2,5 Milliarden Euro. Ausschlaggebend dafür war eine überragende Performance im Energiehandel. Zu den positiven Faktoren, die wir anfangs nicht eingeplant hatten, zählt auch die Wiederaufnahme der Kapazitätsmarktzahlungen in Großbritannien. Außerdem haben wir vom Tauschgeschäft mit E.ON profitiert. Nach der Genehmigung durch die EU-Kommission konnten wir die Transaktion im September bereits zum großen Teil umsetzen. Dadurch hat das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, das wir von E.ON bekommen haben, 2019 bereits mit dreieinhalb Monaten zum Konzernergebnis beigetragen.

Sie haben die Tauschvereinbarung mit E.ON vor zwei Jahren unterschrieben. Wann wird der Deal endlich abgeschlossen sein?
Ich hoffe, möglichst schnell. Dabei geht es eigentlich nur noch um Formales: Was noch aussteht, ist die rechtliche Übertragung von innogy-Aktivitäten auf uns, darunter vor allem das Erneuerbare-Energien-Geschäft. Die betroffenen Aktivitäten sind aber schon bilanziell bei uns erfasst. Das heißt, der Konzernabschluss 2020 spiegelt die neue RWE bereits voll wider.

Für das laufende Geschäftsjahr erwarten Sie ein bereinigtes EBITDA von 2,7 bis 3,0 Milliarden Euro. Das wäre noch mehr als 2019.

Der Anstieg beruht im Wesentlichen darauf, dass wir das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON nun mit vollen zwölf Monaten in unserem Ergebnis berücksichtigen. Dass wir in den Ausbau unserer Windkraft- und Solarkapazitäten investieren, wird sich ebenfalls positiv bemerkbar machen. Allerdings müssen wir auch davon ausgehen, dass sich die außergewöhnliche Performance im Energiehandel, von der wir 2019 profitiert haben, so schnell nicht wiederholt.

In der Finanzberichterstattung wird RWE ab 2020 in einer neuen Segmentstruktur dargestellt. Dabei haben Sie auch das neue Kerngeschäft definiert. Kohle und Kernenergie gehören nicht dazu. Warum?

Wir haben uns ganz einfach gefragt, welcher Teil unseres Geschäfts auf die Energiewelt von morgen einzahlt und damit einen festen Platz in unserem Portfolio haben wird. Das ist bei den Erneuerbaren klar der Fall. Auch Gaskraftwerke werden noch auf lange Sicht als Back-up gebraucht, wenn es nicht genug Wind- und Solarstrom gibt, um den Bedarf zu decken. Gleiches gilt natürlich für die Pumpspeicher. Unsere beiden niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven können wir über die Kohleausstiegstermine hinaus betreiben, wenn wir sie ganz auf Biomasse umrüsten. Und unser Handelshaus RWE Supply & Trading ist als kommerzielle Schaltstelle im Konzern unverzichtbar für die Optimierung unseres Erzeugungsportfolios. All die genannten Aktivitäten bilden unser Kerngeschäft. Unsere deutschen Steinkohle-, Braunkohle- und Kernkraftwerke gehören nicht dazu, weil es für sie klare Ausstiegspfade gibt. Neue Kohlekraftwerke werden wir nicht bauen, auch nicht in Ländern, in denen es gesellschaftlich akzeptiert wäre.

Welche Wachstumsperspektiven sehen Sie für das neue Kerngeschäft?

Die Perspektiven für operatives Ergebniswachstum sind gut, vor allem wegen der erneuerbaren Energien. Für die beiden kommenden Jahre erwarten wir einen Anstieg beim bereinigten EBITDA von durchschnittlich acht Prozent. Davon sollen auch unsere Aktionäre profitieren. Für das Geschäftsjahr 2020 peilen wir eine Dividende von 85 Cent je Aktie an. Das wären fünf Cent mehr als die geplante Ausschüttung für 2019. Danach soll die Dividende kontinuierlich weiter steigen, und zwar nach Maßgabe der Ergebnisentwicklung im Kerngeschäft.

Eine abschließende Frage: Ende September 2019 haben Sie der Öffentlichkeit den Markenauftritt der neuen RWE vorgestellt. Spüren Sie schon einen positiven Image-Effekt?

Teilweise ja. Aber es braucht noch viel Zeit, bis die neue RWE in den Köpfen ankommt. Die Kapitalmärkte haben als Erste begriffen, welche Transformation RWE durchläuft. Unser Aktienkurs kannte in den zwei Jahren seit Bekanntwerden des Deals mit E.ON praktisch nur eine Richtung: nach oben. Bei Politikern erlebe ich dagegen oft noch Erstaunen, wenn im Gespräch klar wird, dass wir mit ihnen bei den Erneuerbaren an einem Strang ziehen. Was die Öffentlichkeit betrifft, liegt noch viel Arbeit vor uns. Auf Diskussionsveranstaltungen stelle ich immer wieder fest, dass viele Menschen gar nicht mitbekommen haben, was sich bei uns getan hat. Aber manchmal habe ich auch den Eindruck, dass mich Leute jetzt freundlicher grüßen. Und das ist ja auch schon mal was.

Das Gespräch führten Burkhard Pahnke und Jérôme Hördemann.

Der Vorstand der RWE AG

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 & Versicherung
- 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
- IT
- Portfolio Management/Mergers & Acquisitions
- Rechnungswesen
- Steuern

Bericht des Aufsichtsrats

„Unsere Aktionäre profitieren davon, dass sich RWE erneuert und zum Schrittmacher der Energiewende wird. Vor allem aber profitiert die Gesellschaft – und damit wir alle."

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

von Mahatma Gandhi stammt der Satz: „Sei du selbst die Veränderung, die du dir wünschst für diese Welt." Bei RWE hat man sich diese Aufforderung zu Herzen genommen. Durch das im März 2018 vereinbarte Tauschgeschäft mit E.ON ist der Konzern zu einem international führenden Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien geworden. Damit unterstützt er nicht nur die Klimaschutzpolitik, sondern eröffnet auch sich selbst vielversprechende Perspektiven. 2019 war ein Schlüsseljahr für die „neue" RWE: Am 17. September gab die EU-Kommission grünes Licht für das Tauschgeschäft, und schon am folgenden Tag konnte mit seiner Umsetzung begonnen werden. E.ON erhielt die Mehrheit an innogy und RWE kurz darauf das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON. Diese und einige weitere Transfers sind nun abgeschlossen. Was noch aussteht, ist die rechtliche Übertragung einiger innogy-Aktivitäten auf RWE, darunter das Erneuerbare-Energien-Geschäft. Das soll frühestmöglich im laufenden Jahr geschehen.

Über den künftigen Kurs der neuen RWE hat das Management die Öffentlichkeit bereits im September 2019 informiert. Wichtigste Botschaft: Bis 2040 will das Unternehmen seine Stromerzeugung so stark umgestellt haben, dass es den Anspruch der Klimaneutralität erfüllt. Das ist zehn Jahre früher, als es die EU für sich anstrebt. In Anlehnung an das Gandhi-Zitat heißt das: Unser Unternehmen verändert sich schneller, als es die Welt um uns herum tut. Und das gilt nicht nur für die Zukunft, wie folgender Vergleich zeigt: In den vergangenen sieben Jahren hat RWE seinen CO_2-Ausstoß um 51 % gesenkt. Das ist etwa das Doppelte von dem, was Europa seit 1990 geschafft hat.

Um klimaneutral zu werden, wird RWE die erneuerbaren Energien zügig ausbauen. Zweiter Baustein der Emissionsminderungsstrategie ist ein forcierter Ausstieg aus der Kohleverstromung. Wie dieser Ausstieg in Deutschland aussehen wird, darüber haben Regierungs- und Unternehmensvertreter bis vor kurzem intensiv verhandelt. Ausgangspunkt war das im Januar 2019 vorgelegte Konzept der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (kurz: Strukturwandelkommission), das die schrittweise Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 vorsieht. Schon früh stand fest, dass die anfänglichen Lasten des Braunkohleausstiegs vor allem von RWE zu schultern sein würden. Nach monatelangen Gesprächen mit der Politik kam es im Januar 2020 zu einer Verständigung über den Zeitplan der Kraftwerksschließungen und die Höhe der Kompensationen. Die von der Bundesregierung zugesagte Entschädigung von 2,6 Mrd. € wird die Belastungen für RWE allerdings nicht in voller Höhe ausgleichen. In einer kurzfristig einberufenen Aufsichtsratssitzung haben wir uns vom

Vorstand über den gefundenen Kompromiss informieren lassen. Wichtig ist, dass nun Klarheit herrscht und die Betroffenen wissen, woran sie sind. Dabei denke ich vor allem an die rund 10.000 Beschäftigten von RWE im Rheinischen Revier: Sie haben jetzt eine verlässliche Perspektive und können sicher sein, dass sie der Kohleausstieg nicht zu Verlierern macht.

Lassen Sie mich nun auf die Tätigkeit des Aufsichtsrats im vergangenen Jahr eingehen. Auch 2019 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 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. Wichtige Neuigkeiten konnten somit ohne Zeitverzug erörtert werden.

Themenschwerpunkte der Aufsichtsratssitzungen. Im vergangenen Jahr kam der Aufsichtsrat zu fünf ordentlichen und zwei außerordentlichen Sitzungen zusammen, auf deren Inhalte ich gleich näher eingehen werde. Bei unseren Zusammenkünften sind wir vom Vorstand in aller Ausführlichkeit über aktuelle Geschehnisse informiert worden, die für RWE von Bedeutung waren. Mitunter haben wir uns auch ausgetauscht, ohne dass der Vorstand präsent war. Vor den Sitzungen gab es stets separate Treffen der Anteilseigner- und der Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat, bei denen diese die Gelegenheit hatten, die Tagesordnungspunkte im kleineren Kreis vorzubesprechen und gegebenenfalls gemeinsame Standpunkte zu erarbeiten.

Im Zentrum unserer Beratungen standen die Empfehlungen der Strukturwandelkommission und die Gespräche von Regierungs- und Unternehmensvertretern über ihre Umsetzung im Rheinischen Braunkohlerevier. Weitere Themenschwerpunkte waren der Gesetzgebungsprozess zum niederländischen Kohleausstieg, das zähe Ringen um einen geordneten Brexit und die Vorkommnisse rund um den britischen Kapazitätsmarkt. Breiten Raum nahm auch das Tauschgeschäft mit E.ON ein: Die Genehmigungsverfahren und die bisherigen Umsetzungsschritte haben wir aufmerksam verfolgt. Daneben berieten wir über die künftige Strategie des RWE-Konzerns und seine ambitionierten Klimaschutzziele.

Zu den Sitzungen im Einzelnen:

- Unser erstes Treffen im vergangenen Jahr fand am 5. Februar statt. Nachdem die Strukturwandelkommission ihre Vorschläge zum deutschen Kohleausstieg bekannt gegeben hatte, kamen wir zu einer Sondersitzung zusammen, bei der wir uns mit den Empfehlungen und ihren möglichen Auswirkungen auf RWE und die Beschäftigten im Rheinischen Braunkohlerevier befassten. Dabei ging es auch um die Kompensationen für RWE und die Maßnahmen für einen sozialverträglichen Personalabbau.

- In unserer ordentlichen Sitzung vom 8. März 2019 erörterten und billigten wir den Jahresabschluss 2018 der RWE AG, den Konzernabschluss und den gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht. Außerdem verabschiedeten wir die Tagesordnung für die ordentliche Hauptversammlung vom 3. Mai 2019, auf der u. a. die Umwandlung der RWE-Vorzugsaktien in Stammaktien beschlossen wurde. Da wegen der Umwandlung eine gesonderte Versammlung der Vorzugsaktionäre einberufen werden musste, war auch die Tagesordnung dieser Versammlung zu genehmigen. In der März-Sitzung befassten wir uns erneut mit dem Abschlussbericht der Strukturwandelkommission. Außerdem berichtete ich von den Gesprächen, die ich turnusgemäß mit großen institutionellen Anlegern zu Corporate-Governance-Themen führe. Ende 2018 und Anfang 2019 hatte erneut ein solcher Austausch stattgefunden. Dabei waren u. a. die Vorstandsvergütung, die Zusammensetzung des Vorstands und des Aufsichtsrats sowie die Nachfolgeplanung zur Sprache gekommen.

- Im Zentrum der ordentlichen Sitzung am 3. Mai 2019 standen letzte Vorbereitungen für die ordentliche Hauptversammlung und die bereits erwähnte gesonderte Versammlung der Vorzugsaktionäre, die am gleichen Tag stattfanden.

- Auf unserer ordentlichen Sitzung am 11. Juli 2019 haben wir beschlossen, die Effizienz unserer Aufsichtsratsarbeit zu überprüfen und uns dabei von der Unternehmensberatung Russel Reynolds Associates unterstützen zu lassen. Außerdem informierten wir uns darüber, wie sich die jüngsten Anpassungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) auf das System der Vorstandsvergütung von RWE auswirken. Des Weiteren berieten wir über die Nachfolgeplanung für den Vorstand und die künftige Aufstellung des Konzerns nach Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON.

- Am 6. September 2019 kamen wir ein weiteres Mal zu einer außerordentlichen Sitzung zusammen, weil ein Bieterverfahren um polnische Offshore-Windkraft-Projekte anstand und die Teilnahme daran an die Zustimmung des Aufsichtsrats geknüpft war. Obwohl bei der Versteigerung andere Unternehmen zum Zuge kamen, ist dem Konzern 2019 der Einstieg ins polnische Offshore-Windkraft-Geschäft gelungen: Er konnte sich eine Projekt-Pipeline in der Ostsee mit einer Gesamtkapazität von über 1,5 GW sichern.

- Zwei Wochen später, am 20. September, trafen wir uns zu einer ordentlichen Aufsichtsratssitzung und besprachen dort erneut die Nachfolgeplanung für den Vorstand. Dabei ging es auch um die generelle Vorgehensweise bei der Auswahl und Bestellung neuer Vorstandsmitglieder. Wir haben beschlossen, dafür künftig die Hilfe eines externen Beraters in Anspruch zu nehmen. Breiten Raum nahmen bei der Sitzung die neue Strategie und der neue Markenauftritt von RWE ein. Außerdem ließen wir uns vom Vorstand über den Fortgang des Tauschgeschäfts mit E.ON informieren.

- In der ordentlichen Sitzung vom 18. Dezember 2019 haben wir die Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2020 geprüft und verabschiedet. Sehr ausführlich widmeten wir uns der neuen Fassung des DCGK. Gemeinsam mit dem Vorstand verabschiedeten wir eine aktualisierte Entsprechenserklärung und die Erklärung zur Unternehmensführung mit dem darin integrierten Corporate-Governance-Bericht. Ein weiterer Beratungsgegenstand war das zum 1. Januar 2020 in Kraft getretene Gesetz zur Umsetzung der zweiten Aktionärsrechterichtlinie (ARUG II). Das ARUG II bringt eine Reihe von Neuerungen, die u. a. die Vorstandsvergütung, Geschäfte mit nahestehenden Personen und die Transparenzpflichten von institutionellen Anlegern betreffen. Sehr ausführlich analysierten wir die Ergebnisse der im Juli initiierten Effizienzprüfung bezüglich unserer Arbeit und widmeten uns der Frage, wie die Aufsichtsratstätigkeit künftig noch wirksamer ausgeübt werden kann. Darauf werde ich später näher eingehen.

Ausschüsse des Aufsichtsrats. Der Aufsichtsrat hatte im vergangenen Jahr sechs ständige Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 210 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 14 Ausschusssitzungen statt, über die ich Sie nun informieren möchte.

- Das **Präsidium** tagte dreimal. In zwei Sondersitzungen befasste es sich mit Detailfragen zur Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON. Dazu war es im März 2018 vom Aufsichtsrat ermächtigt worden. In seiner Dezember-Sitzung widmete sich das Gremium turnusgemäß der Unternehmensplanung für das Geschäftsjahr 2020 und der Vorschau für die beiden Folgejahre.

- Der **Prüfungsausschuss** trat viermal zusammen. Er befasste sich schwerpunktmäßig mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns, mit dem zusammengefassten Lagebericht, dem Halbjahresbericht, den Quartalsmitteilungen und dem nichtfinanziellen Konzernbericht. 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 Augenmerk lag dabei auch auf der Qualität der Abschlussprüfung. Das Gremium gab darüber hinaus eine Empfehlung zur Wahl des Abschlussprüfers für das Geschäftsjahr 2019, bereitete die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer einschließlich der Honorarvereinbarung vor und legte die Prüfungsschwerpunkte fest. Der Prüfungsausschuss ließ sich turnusgemäß über die Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystems (IKS) berichten. Dabei wurden keine Tatsachen bekannt, die an der Wirksamkeit des IKS zweifeln lassen. Der Ausschuss befasste sich außer-

dem mit der Stichprobenprüfung, die die Deutsche Prüfstelle für Rechnungslegung (DPR) beim Jahres- und Konzernabschluss der RWE AG für das Geschäftsjahr 2018 vornahm und die zu keiner Fehlerfeststellung führte. Weitere Themenschwerpunkte waren die Planung und die Ergebnisse der internen Revision, die Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), die Datensicherheit, Compliance-Sachverhalte sowie rechtliche und steuerliche Fragen. Der Wirtschaftsprüfer nahm an allen Sitzungen des Prüfungsausschusses teil und stand auch außerhalb des Sitzungsrahmens im Dialog mit dem Ausschussvorsitzenden. Bei Bedarf wurden zu den Beratungen auch Fachexperten aus dem Unternehmen hinzugezogen.

- Im Berichtsjahr fanden vier Sitzungen des **Personalausschusses** statt. Im Zentrum der Beratungen standen die Höhe und die Ausgestaltung der Vorstandsvergütung sowie die Auswirkungen, die das ARUG II und der neue DCGK darauf haben werden. Außerdem befasste sich das Gremium mit der Planung der Nachfolge für den Vorstandsvorsitzenden Rolf Martin Schmitz, dessen Vertrag Mitte 2021 ausläuft.

- Der **Nominierungsausschuss** hielt 2019 zwei Sitzungen ab. Beide waren von der 2021 anstehenden Neuwahl der Anteilseignervertreter im Aufsichtsrat geprägt. Ein wichtiges Thema, auf das ich noch zurückkommen werde, war dabei das Anforderungs- und Kompetenzprofil des Aufsichtsrats, das bei der Auswahl der Kandidaten zu berücksichtigen ist. Erörtert wurde auch, welche Folgen sich aus dem ARUG II und den neuen DCGK-Empfehlungen für die Wahl ergeben. Sehr intensiv befasste sich das Gremium mit der Frage, ob die Amtszeiten der Anteilseignervertreter verkürzt und gestaffelt werden sollen. Der Nominierungsausschuss und der Aufsichtsrat befürworten das. Bisher werden die Vertreter der Anteilseigner von RWE – wie in Deutschland üblich – alle fünf Jahre im Block gewählt. Wir werden dafür eintreten, dass ihre Amtsperioden künftig maximal drei Jahre dauern und zeitlich versetzt sind. Dadurch würde es jedes Jahr eine gewisse Fluktuation geben. Vorteil: Die Besetzung des Aufsichtsrats könnte schneller an neue Anforderungen angepasst werden. Zugleich würde gewährleistet, dass nicht zu viele Personen auf einmal das Gremium verlassen und dadurch wertvolle Erfahrung verloren geht.

- Die Mitglieder des **Strategieausschusses** trafen sich einmal. Im Mittelpunkt dieser Sitzung standen die Ertragsperspektiven und Wachstumsoptionen von RWE auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien.

- Der **Vermittlungsausschuss** gemäß § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste 2019 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 März 2018 haben Monika Krebber und Dr. Erhard Schipporeit, die sowohl dem Aufsichtsrat der RWE AG als auch dem Aufsichtsrat der innogy SE angehörten, im Hinblick auf Entscheidungen zum geplanten Tauschgeschäft mit E.ON einen Interessenkonflikt angezeigt. Dieser bestand 2019 fort. Frau Krebber und Herr Schipporeit haben deshalb zu den betreffenden Tagesordnungspunkten keine vorbereitenden Sitzungsunterlagen erhalten und nahmen auch nicht an den Beratungen und Beschlussfassungen teil. Ein Interessenkonflikt ergab sich für Monika Krebber auch dadurch, dass sich für sie wegen der Veräußerung der innogy-Beteiligung ein Wechsel zu E.ON abzeichnete. Sie hat sich daher nicht mehr informieren lassen, als RWE im September 2019 die Reduktion der Finanzbeteiligung an E.ON plante.

Effizienzprüfung. Der Aufsichtsrat soll regelmäßig die Effizienz seiner Tätigkeit prüfen. So sieht es der DCGK vor. Wir haben eine solche Überprüfung 2019 mit Unterstützung von Russel Reynolds Associates vorgenommen. Dabei ging es auch um die Frage, ob wir als Gremium über die Kompetenzen verfügen, die für eine wirksame Kontrolltätigkeit in der neuen RWE erforderlich sind. Die Effizienzprüfung hat gezeigt, dass unsere Arbeitsabläufe insgesamt als zielorientiert und effektiv eingestuft werden können. Gleiches gilt für unser Zusammenwirken mit dem Vorstand. Allerdings wurden auch Maßnahmen identifiziert, die uns dabei helfen können, die bereits hohe Qualität der Aufsichtsratsarbeit weiter zu verbessern. Beispielsweise werden wir das Anforderungsprofil für Aufsichtsratsmitglieder, das bei der Auswahl neuer Kandidaten für das Gremium zugrunde gelegt wird, um bestimmte Kompetenzen erweitern. Im Mittelpunkt stehen dabei die Aspekte Technologie, Digitalisierung und Internationalität. Außerdem soll energiewirtschaftlichem Know-how noch größere Bedeutung beigemessen werden, insbesondere im Hinblick auf die erneuerbaren Energien.

Sitzungspräsenz. Die Tabelle unten zeigt die Präsenz bei den Sitzungen des Aufsichtsrats und seiner Ausschüsse. Da der Vermittlungsausschuss 2019 nicht getagt hat, ist er hier auch nicht aufgeführt. Die Zahlenpaare sind folgendermaßen zu interpretieren: Steht dort beispielsweise „3/4“, dann hat die betreffende Person an drei Sitzungen eines Gremiums teilgenommen, obwohl sie theoretisch aufgrund der Dauer ihrer Zugehörigkeit zu dem Gremium an vier Sitzungen hätte teilnehmen können. Wie Sie in der Übersicht sehen können, war das Fehlen bei einer Sitzung die Ausnahme. Und wenn es dennoch vorkam, gab es stets überzeugende Gründe dafür (z. B. das Vorliegen eines Interessenkonflikts).

Präsenz der Aufsichtsratsmitglieder bei Sitzungen im Geschäftsjahr 2019	Aufsichtsrat	Präsidium	Prüfungs-ausschuss	Personal-ausschuss	Nominierungs-ausschuss	Strategie-ausschuss
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	7/7	3/3	4/4[1]	4/4	2/2	1/1
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	7/7	3/3		4/4		1/1
Michael Bochinsky	7/7		4/4			
Reiner Böhle (bis 18.09.2019)	5/5			2/2		
Sandra Bossemeyer	7/7	3/3				
Martin Bröker	7/7					
Anja Dubbert (seit 27.09.2019)	1/1					
Matthias Dürbaum (seit 27.09.2019)	1/1					
Ute Gerbaulet	7/7					
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	6/7	3/3			2/2	1/1
Dr. h. c. Monika Kircher	7/7		3/3[2]			
Monika Krebber (bis 18.09.2019)	4/5	0/2[3]				
Harald Louis	7/7			4/4		
Dagmar Mühlenfeld	7/7	3/3				
Peter Ottmann	7/7			4/4	2/2	
Günther Schartz	7/7					1/1
Dr. Erhard Schipporeit	6/7		4/4			
Dr. Wolfgang Schüssel	7/7	3/3	1/1[4]	3/4		
Ullrich Sierau	6/7		3/4			
Ralf Sikorski	7/7		2/4			1/1
Marion Weckes	7/7		4/4			
Leonhard Zubrowski	7/7	3/3				1/1

1 Dr. Werner Brandt hat als Gast an den Sitzungen des Prüfungsausschusses teilgenommen.
2 Dr. Monika Kircher ist seit dem 1. April 2019 Mitglied des Prüfungsausschusses.
3 Monika Krebber hat wegen möglicher Interessenkonflikte an keiner der beiden Präsidiumssitzungen während ihrer Amtszeit teilgenommen.
4 Dr. Wolfgang Schüssel ist mit Ablauf des 31. März 2019 aus dem Prüfungsausschuss ausgeschieden.

Personalia. Im Berichtsjahr gab es zwei Personalveränderungen im Aufsichtsrat: Monika Krebber und Reiner Böhle – beide Vertreter der Arbeitnehmerseite – sind am 18. September aus dem Gremium ausgeschieden. Als Beschäftigte von innogy haben sie mit der Übernahme der Gesellschaft durch E.ON den Konzern verlassen und durften daher per Gesetz nicht mehr dem Aufsichtsrat der RWE AG angehören. Als ihre Nachfolger hat das Amtsgericht Essen am 27. September Anja Dubbert und Matthias Dürbaum bestellt. Im Namen des Aufsichtsrats danke ich Frau Krebber und Herrn Böhle für die gute Zusammenarbeit und ihren Einsatz zum Wohle von RWE.

Veränderungen gab es auch bei der Besetzung unserer Ausschüsse. Dr. Wolfgang Schüssel hat mit Ablauf des 31. März seine Mitgliedschaft im Prüfungsausschuss niedergelegt. Per Aufsichtsratsbeschluss vom 8. März ist Dr. Monika Kircher in das Gremium aufgerückt. Durch das Ausscheiden von Monika Krebber und Reiner Böhle aus dem Aufsichtsrat wurden weitere Nachbesetzungen erforderlich, die das Präsidium und den Personalausschuss betrafen. Zudem hat Leonhard Zubrowski seine Mitgliedschaft im Präsidium mit Ablauf des 17. Dezember beendet. In der Sitzung vom 18. Dezember wählte der Aufsichtsrat Anja Dubbert und Matthias Dürbaum ins Präsidium und Leonhard Zubrowski in den Personalausschuss.

Jahresabschluss 2019. Die PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2019 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 3. Mai 2019 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 2019 rechtzeitig erhalten. In der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats am 6. März 2020 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 5. März 2020 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.

Der Aufsichtsrat hat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht, 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 2019 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der die Ausschüttung einer Dividende von 0,80 € je Aktie vorsieht.

Dank an die Beschäftigten von RWE. Veränderungen, wie wir sie bei RWE erleben, stellen alle Beteiligten vor große Herausforderungen. Sie verlangen Mut und Beharrlichkeit, aber auch Flexibilität und Kreativität. Die Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von RWE haben gezeigt, dass Veränderungen mit ihnen möglich sind, auch solche, die für sie selbst gravierende Konsequenzen haben. Das verdient Respekt. Im Namen des Aufsichtsrats möchte ich ihnen dafür herzlich danken. Dass RWE auf dem richtigen Weg ist, steht außer Frage. Auch der Blick auf die Börse zeigt es: Wer Ende 2017 in die RWE-Stammaktie investiert hatte, kam Ende Januar 2020 auf eine Gesamtrendite von über 100 %. Unsere Aktionäre profitieren davon, dass sich RWE erneuert und zum Schrittmacher der Energiewende wird. Vor allem aber profitiert die Gesellschaft – und damit wir alle. Mit dieser Motivation werden wir uns auch in Zukunft den Herausforderungen stellen, die mit wünschenswerten Veränderungen zwangsläufig einhergehen.

Für den Aufsichtsrat

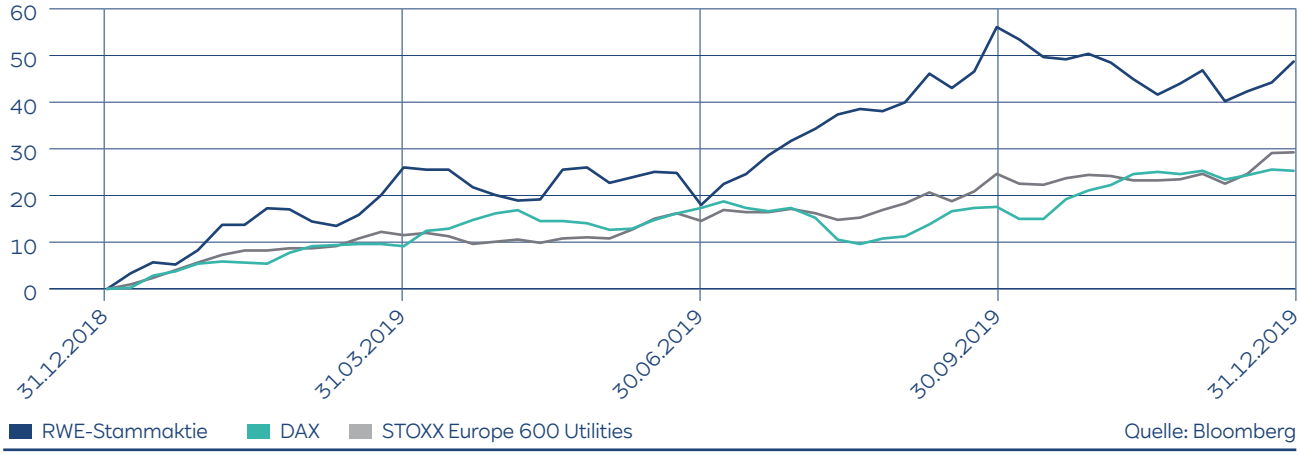
Dr. Werner Brandt
Vorsitzender

Essen, 6. März 2020

RWE am Kapitalmarkt

2019 war ein gutes Börsenjahr. Der deutsche Leitindex DAX legte um 25 % zu und konnte damit die schwache Performance von 2018 mehr als wettmachen. Wichtigster Impulsgeber war die expansive Geldpolitik führender Notenbanken. Noch besser als beim DAX fiel die Jahresbilanz bei der RWE-Aktie aus: Unsere Stämme kamen auf eine Rendite aus Kursveränderung und Dividende von 49 % und schlossen damit auch im Branchenvergleich weit überdurchschnittlich ab. Der Kapitalmarkt honorierte damit u. a. die Fortschritte bei der Umsetzung unseres Tauschgeschäfts mit E.ON, durch das wir zu einem führenden Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien geworden sind.

Performance der RWE-Stammaktie sowie der Indizes DAX und STOXX Europe 600 Utilities
in % (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: Bloomberg

Aktienmarkt trotz konjunktureller Abkühlung im Aufwind. Nach dem schwachen Börsenjahr 2018 konnten sich Aktienanleger 2019 wieder über hohe Renditen freuen. Der deutsche Leitindex DAX legte um 25 % auf 13.249 Punkte zu und erreichte damit das größte Plus seit 2013, als er um exakt den gleichen Prozentsatz gestiegen war. Diese Entwicklung kam für manchen Experten überraschend, sorgten doch der Handelsstreit zwischen den USA und China sowie die Hängepartie um den Brexit für erhebliche Verunsicherung unter den Anlegern. Allerdings profitierte der DAX davon, dass die Europäische Zentralbank ihre Geldpolitik angesichts negativer Konjunktursignale weiter lockerte. Bei Nullzinsen und teilweise negativen Renditen von Bundesanleihen zieht es immer mehr Anleger an den Aktienmarkt.

RWE-Stammaktie: 49 % Rendite aus Kursveränderung und Dividende. Für Aktionäre von RWE war 2019 ein besonders gutes Börsenjahr. Unsere Stammaktie verteuerte sich von 18,97 € auf 27,35 €. Inklusive der im Mai gezahlten Dividende von 0,70 € erbrachte sie eine Jahresrendite von 49 %. Damit konnte sie den DAX zum dritten Mal in Folge weit hinter sich lassen. Auch den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (+ 30 %) hat sie übertroffen. Ein wesentlicher Grund für die starke RWE-Performance war, dass wir bei der Umsetzung des geplanten Tauschgeschäfts mit E.ON zügig vorankamen. Die Transaktion ist inzwischen großenteils abgeschlossen. Durch sie steigt RWE zu einem international führenden Stromproduzenten aus erneuerbaren Energien auf. Viele Investoren und Analysten sehen das als wesentlichen Werttreiber für die RWE-Aktie. Positiven Kurseinfluss hatten auch der erfolgreiche Geschäftsverlauf von RWE und die Wiedereinsetzung des britischen Kapazitätsmarktes. Negativ wirkte die anhaltende Unsicherheit hinsichtlich der Rahmenbedingungen des deutschen Kohleausstiegs. Zwar hatte die von der Bundesregierung eingesetzte Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" im Januar 2019 konkrete Vorschläge dazu gemacht und angemessene Kompensationen für die betroffenen Stromerzeuger empfohlen; die sich anschließenden Verhandlungen von Bund, Ländern und Unternehmen über die Umsetzung der Empfehlungen zogen sich aber bis 2020 hin (siehe Seite 42 ff.).

Kennzahlen der RWE-Aktien		2019	2018	2017	2016	2015
Ergebnis je Aktie[1]	€	13,82	0,54	3,09	-9,29	-0,28
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten je Aktie[1]	€	-1,59	7,50	-6,13	3,83	5,43
Dividende je Stammaktie	€	0,80[2]	0,70	1,50	-	-
Dividende je Vorzugsaktie[3]	€	-	0,70	1,50	0,13	0,13
Ausschüttung	Mio. €	492[2]	430	922	5	5
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	27,35	18,97	17,00	11,82	11,71
Höchster Tagesschlusskurs	€	28,69	22,48	23,14	15,95	25,68
Niedrigster Tagesschlusskurs	€	18,97	15,10	11,80	10,17	9,20
Dividendenrendite der Stammaktie[4]	%	2,9	3,7	8,8	-	-
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745	614.745	614.745	614.745
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	16,8	11,7	10,3	7,1	7,1

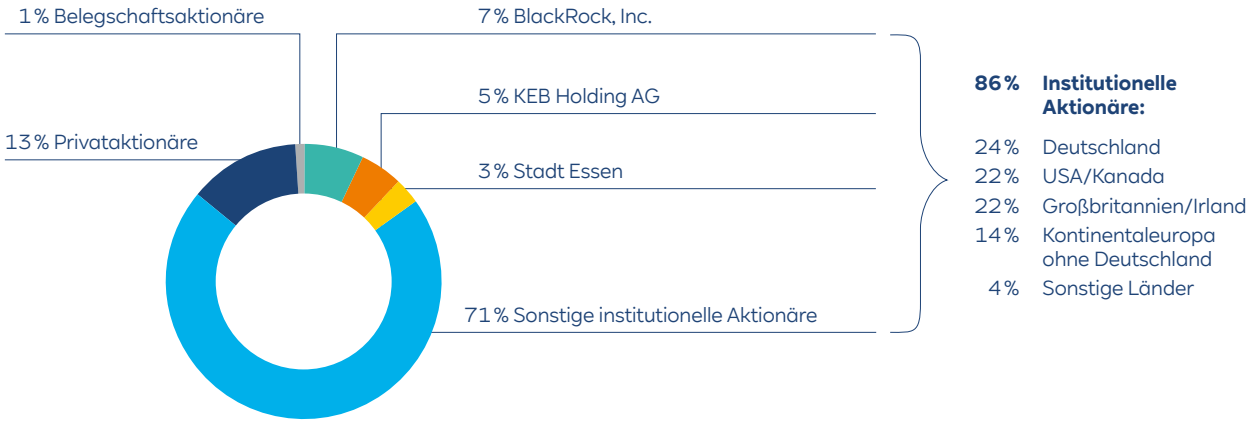
1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien
2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2019 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 28. April 2020
3 Die RWE-Vorzugsaktien sind Mitte 2019 in Stammaktien umgewandelt worden (siehe Erläuterung unten).
4 Quotient aus der Dividende je Aktie und Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

RWE wandelt Vorzugsaktien in Stammaktien um. Mitte 2019 haben wir die insgesamt 39 Mio. RWE-Vorzugsaktien in stimmberechtigte Stammaktien umgewandelt. Damit verbrieft jede RWE-Aktie nun die gleichen Rechte. Die Umwandlung erfolgte im Verhältnis 1:1 und ohne Zuzahlung. Sie war am 3. Mai 2019 von der ordentlichen Hauptversammlung der Gesellschaft sowie einer gesonderten Versammlung der Vorzugsaktionäre auf Vorschlag des Vorstands und des Aufsichtsrats beschlossen worden. Am 28. Juni 2019 wurde die erforderliche Satzungsänderung in das Handelsregister beim Amtsgericht Essen eingetragen und die Börsennotierung der Vorzüge nach Handelsschluss eingestellt. Anfang Juli haben die Depotbanken die RWE-Vorzugsaktien ihrer Kunden in RWE-Stammaktien umgebucht. Deren Gesamtzahl ist damit auf 614,7 Mio. gestiegen. Aus Sicht institutioneller Investoren sollte mit jeder Aktie eines Unternehmens auch ein Stimmrecht verbunden sein (Prinzip „One Share – One Vote“). Diesem Anspruch wird RWE nun gerecht.

Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2019. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 28. April 2020 vorschlagen, für das zurückliegende Geschäftsjahr 0,80 € je Aktie auszuschütten. Das sind 0,10 € mehr als im Vorjahr. Der Dividendenvorschlag spiegelt die solide Ertragslage von RWE wider.

Breite internationale Aktionärsbasis. Nach unserer jüngsten Erhebung waren Anfang 2020 schätzungsweise 86 % der insgesamt 614,7 Mio. RWE-Aktien im Eigentum institutioneller Investoren, während 14 % auf Privatpersonen (inkl. Belegschaftsaktionäre) entfielen. Institutionelle Investoren aus Deutschland hielten 24 % der RWE-Anteile (Vorjahr: 25 %). In anderen Ländern Kontinentaleuropas kam diese Anlegergruppe auf 14 % des Aktienkapitals (Vorjahr: 15 %); in Nordamerika, Großbritannien und Irland summierte sich ihr Anteil auf 44 % (Vorjahr: 43 %). Größter Einzelaktionär der RWE AG war zu Jahresbeginn mit 7 % am gezeichneten Kapital der amerikanische Vermögensverwalter BlackRock. Platz 2 belegte mit knapp 5 % die KEB Holding, hinter der die Stadt Dortmund steht, gefolgt von der Stadt Essen mit 3 %.

Aktionärsstruktur der RWE AG[1]



1 Stand: 1. Januar 2020; die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.
Quellen: Eigene Erhebungen und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz

Der Anteil unserer Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Gewichtung in ihren Indizes zugrunde legt, betrug zuletzt 100 %. Üblicherweise werden Anteile von Investoren, die kumuliert mindestens 5 % des auf eine Aktiengattung entfallenden Grundkapitals ausmachen, nicht in den Free Float einbezogen. Für Vermögensverwalter wie BlackRock gilt jedoch eine höhere Schwelle von 25 %.

Etwa 1 % der RWE-Aktien befinden sich in den Händen unserer derzeitigen oder ehemaligen Beschäftigten. Durch Belegschaftsaktienprogramme ermöglichen wir Mitarbeitern deutscher und britischer Konzerngesellschaften, sich zu vergünstigten Konditionen am Unternehmen zu beteiligen. Im vergangenen Jahr haben 5.852 Personen und damit 36 % aller Bezugsberechtigten von diesem Angebot Gebrauch gemacht. Sie erwarben insgesamt 333 Tsd. Stammaktien. Für die Vergünstigungen und die Abwicklung der Programme haben wir 2.503 Tsd. € aufgewendet.

RWE an zahlreichen Börsen vertreten. RWE-Aktien werden in Frankfurt am Main und an weiteren deutschen Börsenplätzen sowie über elektronische Handelsplattformen wie 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-Stammaktie	
Reuters: Xetra	RWEG.DE
Reuters: Börse Frankfurt	RWEG.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY
Bloomberg: Börse Frankfurt	RWE GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712
International Securities Identification Number (ISIN)	DE0007037129
American Depositary Receipt (CUSIP Number)	74975E303

Zusammengefasster Lagebericht

01

1.1 Strategie

Im vergangenen Jahr ist die neue RWE an den Start gegangen: Durch unser Tauschgeschäft mit E.ON sind wir ein international führendes Unternehmen auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien geworden. Unsere Rolle ist nun die eines Allrounders in der Stromerzeugung, der in vorderster Reihe bei der Schaffung eines nachhaltigen Energiesystems mitwirkt und – solange nötig – mit seinen flexiblen Kraftwerken zur Sicherheit der Energieversorgung beiträgt. Eine nachhaltige Stromerzeugung muss klimaneutral sein. Diesem Anspruch wollen wir bereits 2040 gerecht werden. Dafür werden wir Milliarden in Windkraft, Photovoltaik und Energiespeicher investieren. Und wir werden entsprechend den politischen Vorgaben frühzeitig und sozialverträglich aus der Kohleverstromung aussteigen.

Die neue RWE: Fokus auf nachhaltige Stromerzeugung und Energiehandel. Unser Unternehmen hat sich in den vergangenen Jahren grundlegend neu aufgestellt. Zu Beginn dieses Transformationsprozesses war RWE noch ein integrierter Versorger, der alle Stufen der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette abdeckte. Heute sind wir ein auf die Stromerzeugung und den Energiehandel spezialisiertes Unternehmen, das seinen Beitrag dazu leisten will, dass sich auch die Energiewirtschaft grundlegend erneuert – hin zu einer nahezu CO_2-freien Stromerzeugung, die sicher und bezahlbar bleibt.

Der Weg zur neuen RWE begann 2016, als wir die Geschäftsfelder Erneuerbare Energien, Netze und Vertrieb in einer neuen Tochtergesellschaft mit dem Namen innogy zusammenführten und an die Börse brachten. Eineinhalb Jahre später, Anfang 2018, vereinbarten wir mit E.ON ein umfassendes Tauschgeschäft, das inzwischen großenteils abgeschlossen ist. Im Zuge dieser Transaktion trennten wir uns im September 2019 von unserem 76,8 %-Anteil an innogy und erhielten dafür das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON, eine 16,67 %-Beteiligung an E.ON und die Minderheitsanteile der E.ON-Tochter PreussenElektra an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %). Was noch aussteht, ist die rechtliche Rückübertragung einzelner innogy-Aktivitäten auf RWE: Dies sind das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie ein 37,9 %-Anteil am österreichischen Energieversorger Kelag. Sie sind unter der Position „Fortgeführte innogy-Aktivitäten" im Konzernabschluss erfasst. Auf Seite 45 erläutern wir das Tauschgeschäft mit E.ON ausführlich.

Hervorragende Startposition bei den erneuerbaren Energien. Mit dem Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON und innogy unter dem Dach von RWE sind wir ein international führender Stromerzeuger aus regenerativen Quellen geworden. Ende 2019 verfügten wir über ein Erneuerbare-Energien-Portfolio mit einer Gesamtkapazität von 9,9 GW. Dabei handelt es sich um die Erzeugungsleistung, die uns pro rata, d. h. gemäß unseren Beteiligungsquoten, zuzurechnen ist. Windparks an Land (onshore) und im Meer (offshore) machen mit 8,6 GW den Großteil der Erzeugungsleistung aus. Bei der Offshore-Windkraft sind wir die Nr. 2 weltweit. Neben den bestehenden Anlagen haben wir eine Vielzahl unterschiedlich weit fortgeschrittener Wachstumsprojekte übernommen. Schwerpunkt ist auch hier die Windkraft, gefolgt von Photovoltaik. Die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen wird unser mit Abstand ertragreichstes Tätigkeitsfeld sein. Bereits 2020 werden wir damit mehr als die Hälfte unseres bereinigten EBITDA erwirtschaften.

Unser Ziel bis 2040: RWE wird klimaneutral. Parallel zur Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON haben wir unsere Strategie weiterentwickelt und uns ambitionierte Ziele im Hinblick auf die Verringerung unserer Treibhausgasemissionen gesetzt. Von 2012 bis 2019 hat RWE den jährlichen CO_2-Ausstoß bereits um 51 % gesenkt; 2030 sollen es 75 % sein. Eine zentrale Rolle spielt dabei der schrittweise Ausstieg aus der Kohleverstromung. Bis 2040 wollen wir die Stromproduktion des RWE-Konzerns so weit umgestellt haben, dass der Anspruch der Klimaneutralität erfüllt wird. Dabei setzen wir auf einen zügigen Ausbau der erneuerbaren Energien, die verstärkte Nutzung von Speichertechnologien und den Einsatz von CO_2-neutralen Brennstoffen für die Stromerzeugung. Diese strategische Ausrichtung spiegelt sich auch in unserem Markenauftritt wider. Mit dem neuen Leitsatz „Our energy for a sustainable life" bringen wir zum Ausdruck, dass der RWE-Konzern mit seinen rund 20.000 Mitarbeitern entschlossen auf eine nachhaltige Energieversorgung hinarbeitet.

Hohes Wachstumstempo bei Windkraft und Photovoltaik. Wichtigster Baustein unserer Strategie ist die Umstellung unserer Stromproduktion auf eine zunehmende Nutzung regenerativer Quellen. Durch das Tauschgeschäft mit E.ON verfügen wir über eine sehr gute Startposition, die wir zügig ausbauen werden. Unsere Windkraft- und Solarkapazitäten, die Ende 2019 bei 8,7 GW (pro rata) lagen, wollen wir bis Ende 2022 auf über 13 GW erhöhen. Dafür planen wir Nettoinvestitionen von jährlich 1,5 bis 2,0 Mrd. € ein; durch die Reinvestition von Erlösen aus dem Verkauf von Projektbeteiligungen können die Bruttoausgaben sogar wesentlich

höher ausfallen. In technologischer Hinsicht liegt unser Augenmerk auf Windkraft und Photovoltaik. Geografisch werden wir uns auf Märkte in Europa, in Amerika und im asiatisch-pazifischen Raum konzentrieren. Unser derzeit größtes Bauprojekt ist der Offshore-Windpark Triton Knoll vor der Ostküste Englands mit einer Leistung von 860 MW, für den sich innogy eine garantierte Vergütung von 74,75 £/MWh gesichert hat. Auch an Land errichten wir zurzeit große Windparks, z. B. Big Raymond und Cranell im US-Bundesstaat Texas mit 440 bzw. 220 MW. Und im australischen New South Wales wollen wir 2020 unser Solarkraftwerk Limondale in Betrieb nehmen, das mit 349 MWp das leistungsstärkste des Landes sein wird. An dem integrierten Geschäftsmodell, das innogy und E.ON verfolgt haben, halten wir fest, das heißt, wir werden bei neuen Projekten möglichst die gesamte Wertschöpfungskette abdecken – von der Entwicklung über den Bau bis hin zum Betrieb.

Leistungsfähige Speicher: Voraussetzung für 100 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien allein ist es nicht getan. Die Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie hängt in hohem Maße von den Wetterbedingungen und der Tages- oder Jahreszeit ab. Mal deckt die Stromproduktion aus regenerativen Quellen nur einen Bruchteil der Nachfrage ab, mal überschreitet sie den lokalen Bedarf so stark, dass sie gedrosselt werden muss. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien rücken die Speichertechnologien daher immer mehr in den Mittelpunkt. Noch erfüllen sie nicht die technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen, um in großem Maßstab für die Absicherung der Stromversorgung eingesetzt zu werden – aber wir arbeiten daran, dass sich das ändert. In mehreren Forschungs- und Entwicklungsprojekten widmen wir uns derzeit den sogenannten Power-to-Gas-Technologien, also der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wasserstoff und der Nutzung des Gases als klimaneutraler Rohstoff. Beispielsweise haben wir uns im Rahmen der Initiative „Get H_2“ mit Gasnetzbetreibern und Industrieunternehmen zusammengetan, um die Erzeugung, die Speicherung, den Transport und die Nutzung des Wasserstoffs in industriellem Maßstab zu testen (siehe Seite 36). Neben Power-to-Gas-Technologien und thermischen oder mechanischen Speicherkonzepten kann auch der Einsatz von Batterien zur Abfederung der Schwankungen bei den erneuerbaren Energien beitragen. RWE ist bereits in der Entwicklung und im Bau von Batteriespeichern aktiv. Diese Aktivitäten bauen wir aus.

Konventionelle Stromerzeugung: Wachsende Bedeutung des Energieträgers Gas. Der Aufbau der Speicherinfrastruktur, die für eine Vollversorgung mit grünem Strom benötigt wird, ist keine Frage von Jahren, sondern von Jahrzehnten. Daher muss es noch auf längere Sicht Kraftwerke geben, die die Schwankungen bei Wind- und Solarstrom ausgleichen. Mit unseren konventionellen Erzeugungskapazitäten leisten wir einen unverzichtbaren Beitrag zur zuverlässigen und bedarfsgerechten Stromversorgung in unseren Kernmärkten Deutschland, Großbritannien und Benelux. Unsere großenteils hochmodernen Gaskraftwerke eignen sich besonders gut als Partner der erneuerbaren Energien, weil sie wenig CO_2 emittieren und ihre Fahrweise schnell an Lastschwankungen im Netz anpassen können. Gemessen an der Erzeugungsleistung ist Gas schon heute unser wichtigster konventioneller Energieträger, und sein Anteil an unserem Kraftwerksportfolio wird sich weiter erhöhen. Wachstumsmöglichkeiten sehen wir gegenwärtig allerdings vor allem im Kauf bestehender Anlagen. Neubaumaßnahmen sind derzeit i. d. R. unwirtschaftlich – es sei denn, die Anlagen erhalten garantierte Vergütungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder auf Basis von Kapazitätsausschreibungen durch die Netzbetreiber.

Kohle- und Kernkraftwerke werden in unserem Erzeugungsportfolio dagegen immer mehr an Gewicht verlieren. Bei der Kernenergie ergibt sich das aus dem deutschen Ausstiegsfahrplan, der für jede einzelne Anlage einen spätestmöglichen Abschalttermin vorsieht. Aktuell sind noch zwei Kernkraftwerke von RWE am Netz: Gundremmingen C und Emsland. Wir können diese Blöcke noch bis Ende 2021 bzw. Ende 2022 betreiben; dann müssen wir auch sie stilllegen. Unser operatives Geschäft in der Kernenergie wird sich dann im Wesentlichen auf den sicheren und effizienten Rückbau der Anlagen beschränken. Außerdem suchen wir nach Wegen, wie wir die Standorte unserer Kernkraftwerke auch in Zukunft energiewirtschaftlich nutzen können.

Auch beim Energieträger Kohle zeichnet sich das Ende der Nutzungsmöglichkeit ab. In allen drei Ländern mit Kohlekraftwerken von RWE gibt es bereits konkrete Ausstiegspläne. Großbritannien peilt mit 2024 das früheste Enddatum an. Dort haben wir im Dezember 2019 unser letztes Steinkohlekraftwerk – Aberthaw B – vom Netz genommen, um es vorzeitig stillzulegen.

Die Niederlande wollen bis Ende 2029 aus der Kohle aussteigen. Seit vergangenem Jahr ist das gesetzlich festgeschrieben. Derzeit verfügen wir dort über zwei Steinkohlekraftwerke, Amer 9 und Eemshaven, die nach 2024 bzw. 2029 mit einem anderen Brennstoff betrieben oder stillgelegt werden müssen. Dank staatlicher Förderung haben wir in beiden Anlagen mit der Beifeuerung von Biomasse begonnen und werden prüfen, ob wir den Anteil dieses Rohstoffs langfristig auf 100 % steigern können.

In Deutschland hat die Regierung Anfang 2020 einen Gesetzentwurf zum Kohleausstieg vorgelegt, der sich an den Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" orientiert. Demnach soll der Bestand an Kohlekraftwerken im Markt bis 2038 schrittweise auf null reduziert werden. In den Gesetzentwurf eingeflossen ist auch die vorzeitige Schließung von Braunkohleanlagen im Rheinischen Revier, auf die wir uns nach langen Verhandlungen mit der Bundesregierung verständigt haben. Ausführliche Informationen dazu finden Sie auf Seite 42 ff. Der Ausstiegsfahrplan bietet die Chance auf einen verlässlichen regulatorischen Rahmen, innerhalb dessen wir auf eine klimaneutrale Stromerzeugung ab 2040 hinarbeiten können. Zugleich stellt er uns vor große soziale und betriebliche Herausforderungen, die in erster Linie unsere rheinische Braunkohlewirtschaft betreffen. Beispielsweise müssen wir den Tagebau Hambach vorzeitig beenden, was bei gleichzeitigem Erhalt des Hambacher Forsts mit erheblichen Aufwendungen verbunden ist. Außerdem sind wir gezwungen, in großem Umfang Stellen abzubauen und Sozialprogramme für die betroffenen Beschäftigten aufzulegen. In den Gesprächen mit der Bundesregierung konnten wir zwar Entschädigungen von insgesamt 2,6 Mrd. € aushandeln; dennoch werden wir die zusätzlichen Belastungen zu einem Teil selbst tragen müssen.

Durch den deutschen Kohleausstieg wird sich der Strukturwandel im Rheinischen Braunkohlerevier stark beschleunigen. Wir wollen diesen Wandel tatkräftig mitgestalten und dazu beitragen, dass die Region energiewirtschaftlich geprägt bleibt. Die Rekultivierungsflächen eignen sich zum Teil hervorragend für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Drei Onshore-Windparks von innogy gibt es dort bereits. Auch die Kraftwerksstandorte wollen wir weiterentwickeln. Beispielsweise soll in und um Frimmersdorf ein Innovations-, Technologie- und Gewerbepark entstehen. Am Standort Weisweiler werden wir im Rahmen eines EU-Projekts Probebohrungen durchführen, um herauszufinden, ob sich die dortige Geothermie zur Erzeugung von Fernwärme eignet (siehe Seite 34 f.). Und im Innovationszentrum Niederaußem wollen wir uns verstärkt mit Power-to-Gas-Technologien beschäftigen; bereits seit 2013 betreiben wir dort einen Elektrolyseur zur Produktion von Wasserstoff.

Energiehandel – kommerzielle Schaltstelle für das Erzeugungsgeschäft. Zum Kerngeschäft von RWE zählt auch der Energiehandel. Er ist das wirtschaftliche Bindeglied zwischen den Elementen unserer Wertschöpfungskette, den regionalen Märkten und den verschiedenen Rohstoffen. Verantwortet wird er von der Konzerngesellschaft RWE Supply & Trading, die schwerpunktmäßig mit Strom, Gas, Kohle, Öl, Biomasse und CO_2-Zertifikaten handelt. Das macht sie hauptsächlich von Europa aus, über Tochtergesellschaften aber auch in New York, Singapur und Peking. Ein weiteres Tätigkeitsfeld des Unternehmens ist die Vermarktung des Stroms aus RWE-Kraftwerken und die Beschaffung der für die Stromproduktion benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte. Damit sollen Preisrisiken begrenzt werden. RWE Supply & Trading ist ferner damit betraut, den Einsatz unserer Kraftwerke kommerziell zu optimieren. Die dadurch erzielten Ergebnisbeiträge stehen allerdings unseren Erzeugungsgesellschaften zu und werden auch dort ausgewiesen. Auch konzernfremde Unternehmen können vom Know-how unserer Handelstochter profitieren. Für sie gibt es eine breite Palette von Angeboten, die von klassischen Energielieferverträgen über umfassende Energiemanagement-Lösungen bis hin zu komplexen Risikomanagement-Konzepten reicht. RWE Supply & Trading tätigt darüber hinaus kleinere Investitionen in Energieanlagen oder Energieunternehmen, bei denen sich durch wertsteigernde Maßnahmen und anschließende Weiterveräußerung hohe Renditen erzielen lassen (sogenannte Principal Investments). Ende 2019 verfügte die Gesellschaft über sieben Principal-Investment-Beteiligungen, vier davon in den USA.

Zusätzliche Ertragspotenziale durch Zwischenhandel und Speicherung von Erdgas. Ein weiteres Tätigkeitsfeld von RWE Supply & Trading ist das Gasgeschäft. Die Gesellschaft will sich hier als führender europäischer Zwischenhändler etablieren. Schon heute beliefert sie zahlreiche Unternehmen innerhalb und außerhalb des Konzerns mit Gas. Dazu schließt sie langfristige Bezugsverträge mit Produzenten ab, organisiert den Gastransport durch Buchung von Pipelines und optimiert das zeitliche Profil der Lieferungen, indem sie Speicherkapazitäten mietet. Dabei gilt: Je größer und diversifizierter ein Portfolio aus Bezugs- und Lieferkontrakten, desto größer die Chance, dass es sich kommerziell optimieren lässt. RWE Supply & Trading handelt auch mit verflüssigtem Erdgas (LNG). Dabei geht es uns in erster Linie darum, Preisdifferenzen zwischen regionalen Gasmärkten zu nutzen, die nicht durch Pipelines miteinander verbunden sind.

Durch das Tauschgeschäft mit E.ON bauen wir unser Gasgeschäft weiter aus. Von unserer früheren Tochter innogy erhalten wir elf Gasspeicher, fünf in Deutschland mit einem Fassungsvermögen von insgesamt 1,6 Mrd. m^3 und sechs in Tschechien mit insgesamt 2,7 Mrd. m^3. Die Ergebnisse aus der Bewirtschaftung der Anlagen erfassen wir ab 2020 im Segment Energiehandel. Aufgrund regulatorischer Vorgaben werden die Speicher nicht RWE Supply & Trading, sondern rechtlich unabhängigen Konzerngesellschaften gehören, die sie an Unternehmen wie RWE Supply & Trading vermieten. Die Pächter wiederum nutzen die Speicher für zeitliche Arbitrage-Geschäfte: Sie lassen sie 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 inzwischen wesentlich geringer als in der Vergangenheit. Dies gilt insbesondere für den deutschen Markt, wo es derzeit ein Überangebot an Speicherkapazitäten gibt. Eine Erholung der Margen ist noch nicht absehbar. Allerdings glauben wir, dass auf lange Sicht wieder verstärkt mit Knappheitsphasen und Preisspitzen zu rechnen sein wird, u. a. wegen einer zunehmenden Nachfrage nach Kraftwerksgas. Davon würden wir doppelt profitieren: als Nutzer und als Eigentümer der Speicher.

Attraktives Beteiligungsportfolio zur Stärkung der Finanzkraft. Neben dem operativen Geschäft gibt es bei RWE ein Portfolio aus Finanzbeteiligungen an Energieunternehmen, von dem wir uns hohe, verlässliche Einnahmen versprechen. Größte Einzelposition ist der Anteil an E.ON, den wir im Zuge des Tauschgeschäfts erhalten haben. Zum Zeitpunkt des Erwerbs im September 2019 hatte er noch bei 16,7 % gelegen. Kurz darauf haben wir ihn auf 15,0 % gesenkt. Unser Beteiligungsportfolio umfasst außerdem einen 25,1 %-Anteil am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion und den bereits erwähnten 37,9 %-Anteil am österreichischen Versorger Kelag, der zu den fortgeführten innogy-Aktivitäten zählt. Mit ihrer starken Position auf dem Gebiet der Wasserkraft fügt sich Kelag ideal in unsere Erneuerbare-Energien-Strategie ein.

Neue Konzernstruktur: Bündelung von Kohle und Kernenergie in einem Segment. Ab 2020 werden wir den RWE-Konzern in einer neuen Struktur darstellen. Eine wesentliche Veränderung gegenüber 2019 ist, dass wir die provisorischen Segmente „Fortgeführte innogy-Aktivitäten“ und „Übernommene E.ON-Aktivitäten“ auflösen und das Erzeugungsgeschäft ausschließlich nach Energieträgern aufgliedern. Unsere deutschen Braunkohle-, Steinkohle- und Kernkraftwerke fassen wir in einem Segment zusammen. Für diese Technologien gibt es staatlich vorgegebene Ausstiegspfade, sodass der Rückbau von Anlagen und die Rekultivierung von Tagebauflächen im Vergleich zur Stromerzeugung an Bedeutung gewinnen werden. Auf Seite 94 f. finden Sie weitere Informationen über die neue Segmentaufgliederung; die alte Struktur, an der sich unsere Finanzberichterstattung über das Geschäftsjahr 2019 orientiert, ist auf Seite 49 f. erläutert.

Das Steuerungssystem der RWE AG. Im Mittelpunkt unserer Geschäftspolitik steht die nachhaltige Steigerung des Unternehmenswertes. Für die Steuerung der Konzernaktivitäten 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 Vorstands und Erwartungen hinsichtlich des Geschäftsverlaufs 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 prüft 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.

Wichtige Kennzahlen für die Steuerung unseres Geschäfts sind das bereinigte EBITDA, das bereinigte EBIT, das bereinigte Nettoergebnis und die Nettoschulden. Beim EBITDA handelt es sich um 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 sowie 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).

Bis 2019 haben wir zu Steuerungszwecken auch Kennzahlen genutzt, in denen innogy bilanziell wie eine reine Finanzbeteiligung erfasst war. In der Gewinn- und Verlustrechnung wurde das Unternehmen dabei ausschließlich mit der RWE zustehenden Dividende berücksichtigt. Diese von den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen abweichende Vorgehensweise ist auf Seite 69 näher erläutert. Durch sie konnten wir die Rolle von innogy adäquat abbilden. Die größere Unabhängigkeit von Rechnungslegungsvorgaben hatte auch den Vorteil, dass wir während der Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON keine methodischen Anpassungen vornehmen mussten. Daher wurde die Vorgehensweise auch angewendet, um die für die variable Vorstandsvergütung maßgeblichen Ergebniskennzahlen zu ermitteln.

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. Ausgangspunkt für ihre Ermittlung ist die Nettofinanzposition von RWE, 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. Ab dem Berichtsjahr 2020 werden wir die bergbaubedingten Rückstellungen und die zu ihrer Deckung verwendeten Finanzaktiva allerdings nicht mehr in die Nettoschulden einbeziehen. Zur Steuerung unserer Verschuldung orientieren wir uns am sogenannten Leverage Factor. Er gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA wieder. Dabei stellen wir künftig nur noch auf die Erträge im Kerngeschäft ab, dessen Abgrenzung auf Seite 94 f. erläutert ist.

Nachhaltiges Wirtschaften – mehr als die Senkung von Emissionen. Wir können nur dann langfristig erfolgreich sein, wenn wir unsere unternehmerische Verantwortung wahrnehmen und uns so die Akzeptanz der Gesellschaft sichern. Dem Aspekt der Corporate Responsibility (CR) wird heute große Beachtung geschenkt. CR bezieht sich auf mannigfaltige ökologische, ökonomische und soziale Aspekte und geht somit weit über die Verringerung von Treibhausgasemissionen hinaus. Um die Erwartungen der Gesellschaft an uns besser einschätzen zu können, suchen wir den Dialog mit Vertretern unserer Anspruchsgruppen, auch als „Stakeholder" bezeichnet. Dabei handelt es sich in erster Linie um Anteilseigner, Arbeitnehmer, Politiker, Verbände, Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen. Die Impulse, die wir durch den Austausch mit unseren Stakeholdern erhalten, helfen uns dabei, Handlungsschwerpunkte auf dem Gebiet der CR festzulegen. Neben der Reduktion unserer Emissionen gibt es eine Reihe weiterer Anliegen, die wir sehr ernst nehmen. Dazu zählen u. a. die Gesundheit unserer Mitarbeiter, die Biodiversität an unseren Standorten, die Vielfalt in der Belegschaft und die Attraktivität von RWE als Arbeitgeber. Für viele CR-Belange haben wir uns konkrete Ziele gesetzt und messen deren Erreichung mithilfe von Kennzahlen. Damit schaffen wir nicht nur Transparenz, sondern verleihen unserer Nachhaltigkeitsstrategie auch ein höheres Maß an Verbindlichkeit. Diese wird auch dadurch erreicht, dass der Grad der Erfüllung von CR-Zielen direkten Einfluss auf die Vergütung des Vorstands der RWE AG hat (siehe Seite 80).

Weitergehende Informationen zu unseren Zielen und Maßnahmen auf dem Gebiet der CR finden Sie in unserem gesonderten nichtfinanziellen Konzernbericht nach § 315b Abs. 3 HGB, der außerhalb des zusammengefassten Lageberichts als Bestandteil unseres im April 2020 erscheinenden CR-Berichts veröffentlicht wird. Der CR-Bericht mit dem Titel „Unsere Verantwortung" kann im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden.

1.2 Innovation

Kaum ein Industriesektor ist so stark im Wandel begriffen wie die Energiewirtschaft. Mit Innovationsgeist, Neugier und Tatendrang gestalten wir diesen Wandel mit. Im vergangenen Jahr haben wir 190 Innovationsprojekte gestartet oder vorangetrieben. 370 unserer Mitarbeiter sowie zahlreiche Partner aus Industrie und Wissenschaft waren an diesen Projekten beteiligt. So vielfältig die Vorhaben sind – sie alle haben das eine Ziel: die technischen und wirtschaftlichen Herausforderungen der Energiewende zu meistern.

Mit rund 290 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 unseren Innovationsprojekten wollen wir Lösungen entwickeln, die uns dabei helfen, die Stromerzeugung aus regenerativen Quellen auszubauen und die Potenziale unserer konventionellen Kraftwerke für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nutzbar zu machen.

Mit 1.070 Patenten und Patentanmeldungen, die auf etwa 290 Erfindungen basieren, gehören wir zur Spitzengruppe der europäischen Versorger. Im vergangenen Jahr haben wir an ca. 190 Projekten auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (F&E) gearbeitet. Rund 370 unserer Mitarbeiter waren ausschließlich oder teilweise damit befasst. Meist kooperieren wir bei F&E-Vorhaben mit Unternehmen oder Forschungseinrichtungen und müssen deshalb i. d. R. nur einen Teil der Projektkosten tragen. Der betriebliche F&E-Aufwand des RWE-Konzerns belief sich 2019 auf 21 Mio. € (Vorjahr: 18 Mio. €). innogy ist dabei – wie auch in den vorher genannten Zahlen – nur mit den von uns fortgeführten Aktivitäten berücksichtigt.

Im Folgenden präsentieren wir Ihnen eine kleine Auswahl aktueller Innovationsprojekte. Sie verdeutlichen die Mannigfaltigkeit der Herausforderungen, vor die uns die Energiewende stellt, und die Kreativität, mit der wir diese Herausforderungen angehen.

Die schwimmende TetraSpar-Turbine: Neue Option für den Ausbau der Offshore-Windkraft. Bei der Stromerzeugung mit Offshore-Windturbinen ist RWE die Nr. 2 weltweit. Diese Anlagen haben eines gemeinsam: Sie sind fest im Meeresboden verankert und befinden sich deshalb an Standorten mit einer Wassertiefe von bis zu 50 Metern. Mittelfristig denkbar sind maximal 70 Meter. Der Grund für diese Beschränkung: Mit größeren Wassertiefen müssten noch mehr Baustoffe eingesetzt werden, um die Konstruktion so stabil zu machen, dass sie Wind und Wellen standhalten kann. Aufgrund der hohen Baukosten wären die Windparks dann nicht mehr wirtschaftlich. Um das Potenzial der Windkraft noch besser zu nutzen, arbeitet die Branche derzeit an Konzepten für schwimmende Windturbinen (Floating Wind), die lediglich mit Ankerketten am Meeresgrund befestigt werden. Für diese Anlagen kommen auch tiefere Gewässer als Standorte infrage. Mit ihnen lassen sich ganz neue Regionen für die Windkraft erschließen, z. B. der Mittelmeerraum oder die meist steil abfallenden Küsten in Asien und Amerika. Laut WindEurope, dem europäischen Verband der Windindustrie, ist das Meer in etwa 80 % der Gebiete, die geeignete Windstärken für die Stromerzeugung aufweisen, für die klassische Form der Offshore-Windkraft zu tief.

Noch befindet sich die Floating-Technologie in der Erprobungsphase. Meist werden handelsübliche Turbinen dafür genutzt, während es sich bei den schwimmenden Fundamenten um teure Maßanfertigungen handelt. Gemeinsam mit dem Mineralölkonzern Shell und dem dänischen Unternehmen Stiesdal Offshore Technologies (SOT) testet innogy derzeit ein modulares Konzept namens TetraSpar, von dem sich die Projektpartner erhebliche Einsparpotenziale versprechen. SOT hat eine Stahlrohr-Tragstruktur entwickelt, die im Wasser durch einen darunter hängenden Kiel stabil gehalten wird. Dank des modularen Ansatzes können die Einzelteile der Tragstruktur an verschiedenen Standorten vorgefertigt werden. Ein Vorteil gegenüber anderen Floating-Konzepten liegt auch darin, dass das Schwimmfundament direkt im Hafen zusammengebaut und mit der Turbine bestückt werden kann.

Das Projektteam hat die Tests einer Windkraftanlage im Modellmaßstab im Wind- und Wellenkanal weitgehend abgeschlossen; mit der Fertigung der Einzelkomponenten für die Testanlage wurde bereits begonnen. 2020 soll das erste TetraSpar-Fundament im dänischen Hafen Grenaa montiert und zu Wasser gelassen werden. Im nächsten Schritt wird eine 3,6-MW-Windturbine darauf befestigt. Schlepper bringen die Anlage dann zum Teststandort zehn Kilometer vor der norwegischen Küste nahe Stavanger. Dort wird sie mit drei Ankerketten am Meeresboden in 200 Metern Tiefe befestigt und über ein Kabel mit dem Stromnetz verbunden. Die schwimmende Turbine ist mit einer Vielzahl von Sensoren ausgestattet; damit messen wir, ob ihr Verhalten unter realen Bedingungen unseren Erwartungen aus den Berechnungen und Modellversuchen

entspricht. Mit TetraSpar hoffen wir, ein Konzept gefunden zu haben, das es uns erlaubt, mit der Floating-Technologie in ganz neue Windkraft-Regionen vorzustoßen.

Wetterschutz für Windparks: Geringere Reparaturkosten durch Beschichtung der Rotorblätter. Die Blätter der Turbinen unserer Windparks sind Wind und Wetter ausgesetzt. Das gilt insbesondere für die vordere Blattkante: Dort treffen Staub, Wassertropfen und an Offshore-Standorten auch Meersalz auf die Lackschicht auf und dringen mit der Zeit zu den darunterliegenden Schichten vor. Die Erosionsschäden müssen dann regelmäßig unter hohem Aufwand beseitigt werden. Das wollen wir ändern, getreu der Devise „Vorbeugen ist besser als Reparieren".

Schon seit Jahren bieten Hersteller Materialien an, die wie ein Schild auf die Kanten aufgebracht werden können, um sie vor Erosion zu schützen. Drei Arten von Materialien stehen dafür zur Verfügung: spezielle Farben, Klebestreifen und vorgeformte Schaumstoffe. Sie alle haben wir bereits im Labor getestet. Dabei kamen Materialien von zehn Herstellern zum Einsatz. In den Offshore-Windparks Gwynt y Môr vor der Küste von Wales und Rödsand 2 bei Lolland in Dänemark führen wir die Untersuchungen nun unter realen Bedingungen fort. An Meeresstandorten sind die Zahl, die Größe und der Salzgehalt der Wassertropfen in der Luft besonders hoch, und damit auch die Aussagekraft der Materialtests. Diese dienen vor allem dazu festzustellen, wie einfach sich die Materialien unter den Wetterbedingungen auf dem Meer auftragen lassen und wie sie sich auf die Aerodynamik der Turbinen auswirken.

Die Tests werden voraussichtlich bis 2021 andauern. Spätestens dann wollen wir das Material mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis identifiziert haben. Bei turnusmäßigen Wartungen könnten wir es dann auf die Rotorblätter auftragen und damit unnötigen Stillstandzeiten vorbeugen. Außerdem wollen wir beim Bau von Windparks darauf achten, dass die Turbinen bereits mit der optimalen Schutzschicht geliefert werden.

Windkraftanlagen unter Beobachtung: Condition Monitoring Systems. Nachdem eine Windkraftanlage installiert ist, muss sie regelmäßig gewartet und instand gehalten werden. Schäden sollten so früh wie möglich erkannt, bewertet und behoben werden, damit es nicht zu einem Ausfall der Anlage kommt. Um einen sicheren und möglichst unterbrechungsfreien Betrieb unserer Windparks zu gewährleisten, setzen wir Zustandsüberwachungssysteme (Condition Monitoring Systems) ein: Über Sensoren erfassen die Systeme Drehzahlen, Schwingungen, Umgebungstemperaturen und vieles mehr. Rund um die Uhr werden Messungen vorgenommen und die Ergebnisse gespeichert. Anschließend werten Programme die Daten aus.

Im Rahmen unserer F & E-Tätigkeit arbeiten wir daran, das Zusammenspiel zwischen den Sensoren (Hardware) und den Analysemethoden (Software) zu verbessern. Beispielsweise untersuchen wir, welche Hardware sich am besten für die Datenaufnahme eignet. Die Software verbessern wir u. a. mithilfe sogenannter Machine-Learning-Ansätze: Ingenieure und IT-Spezialisten bringen den Programmen bei, auf Basis der vorhandenen Datenbestände selbsttätig immer besser zwischen normalem und „verdächtigem" Verhalten der Windkraftanlagen zu unterscheiden. Die am besten geeigneten Kombinationen aus Hard- und Software übernehmen wir anschließend für einzelne Anlagentypen oder sogar ganze Flotten. Mithilfe unserer Zustandsüberwachungssysteme haben wir die Zahl der außerplanmäßigen Instandhaltungen bereits erheblich senken können.

Wärme aus der Erde: Neue Aufgaben für unseren Standort Weisweiler. Eine regenerative Energiequelle mit großem Potenzial ist die Tiefengeothermie. Sie bietet nicht nur vielversprechende Perspektiven für die Energieversorgung, sondern möglicherweise auch für die Zukunft des Rheinischen Braunkohlereviers. Im Rahmen einer F & E-Initiative unter dem Dach des EU-Förderprojekts INTERREG untersuchen wir derzeit, ob und wie wir am RWE-Kraftwerk Weisweiler östlich von Aachen Erdwärme gewinnen können, die dort in tiefen Gesteinsschichten gespeichert ist. Konkret geht es darum, heißes Wasser aus großer Tiefe zutage zu fördern; die Hitze ließe sich mithilfe eines Wärmetauschers auffangen und für das Aachener Fernwärmenetz nutzen, während das Thermalwasser über ein zweites Bohrloch in den Untergrund zurückgepumpt würde. Die Region Aachen könnte so vom Rheinischen Revier aus mit klimaneutraler Energie versorgt werden, und Weisweiler bliebe auch nach dem planmäßigen Ende der Braunkohleverstromung ein wichtiger Energiestandort mit zukunftssicheren Arbeitsplätzen.

Zehn Partner haben sich für unser Projekt mit dem Namen „DGE-Rollout NWE" (Erschließung der Tiefengeothermie in Nordwesteuropa) unter der Leitung des Geologischen Dienstes von Nordrhein-Westfalen zusammengetan. RWE Power bringt neben der Energieinfrastruktur des Standorts Weisweiler auch das Know-how seiner Mitarbeiter in das Projekt ein. Zudem verlaufen von unserem Kraftwerk aus bereits Fernwärmeleitungen bis ins rund 20 Kilometer entfernte Aachen. In der ersten Projektphase werden die Untergrundverhältnisse in Weisweiler erkundet. In der zweiten Jahreshälfte 2020 wollen wir mit einer Probebohrung in mehr als 1.000 Meter Tiefe vordringen. Sollte sich herausstellen, dass die Nutzung der Erdwärme wirtschaft-

lich ist, wäre dies die Geburtsstunde des Geothermie-Standorts Weisweiler. Das Land Nordrhein-Westfalen hat sich zum Ziel gesetzt, den Ausstieg aus der Kohleverstromung bis 2038 durch einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien zu flankieren. Das Rheinische Revier soll zur europäischen Modellregion für den Wandel hin zu einer modernen, innovativen und klimafreundlichen Industrie werden. Erdwärme ist dabei von besonderem Interesse, weil sie wetterunabhängig rund um die Uhr zur Verfügung steht. Mit seiner langen Bergbautradition und seinen hohen fachlichen und technischen Standards verfügt Nordrhein-Westfalen über alle notwendigen Voraussetzungen für eine erfolgreiche Etablierung der Tiefengeothermie. In Belgien und den Niederlanden profitieren bereits Fernwärmenetze, Gewächshäuser, Industriebetriebe und Thermalbäder von der umweltfreundlichen Energie aus dem Erdinneren.

StoreToPower: Umwandlung von Kohle- in Wärmespeicherkraftwerke. Um den Strukturwandel im Rheinischen Braunkohlerevier und die Erhaltung der Region als Energiestandort geht es auch im Projekt „StoreToPower". Wie der Begriff andeutet, steht dabei die Stromspeicherung im Fokus. Eine der großen Herausforderungen der Energiewende besteht darin, dass Wind und Sonne keine stabilen Elektrizitätsquellen sind. Je mehr sie an die Stelle konventioneller Kraftwerke treten, umso dringender benötigen wir Speicherlösungen, die es erlauben, die stark schwankende Stromproduktion aus regenerativen Quellen mit dem zeitlichen Bedarfsprofil in Einklang zu bringen.

Wie der Ausstieg aus der Kohle mit dem Einstieg in die Speicherung verknüpft werden kann – darum geht es bei StoreToPower. Hier erkunden wir die Nutzung eines Braunkohlekraftwerks als Wärmespeicherkraftwerk. Dabei bedarf es keiner kompletten Neukonstruktion der Anlage: In Kohlekraftwerken wird durch Verbrennung von Kohle Wärme gewonnen und mit der Wärme wiederum Wasserdampf. Der Wasserdampf treibt unter hohem Druck eine Turbine an, mit deren Hilfe über einen Generator Strom erzeugt wird. In einem zum Wärmespeicherkraftwerk umgebauten Kohlekraftwerk kann die Wärme für die Dampferzeugung auch anders gewonnen werden als durch die Verbrennung von Kohle, nämlich mit Strom aus Sonne und Wind. Immer dann, wenn dieser im Übermaß vorhanden ist, könnte er genutzt werden, um einen Wärmespeicher aufzuheizen. Später, wenn Wind- und Solarstrom knapp sind, wird mit der gespeicherten Wärme Wasserdampf für den Turbinenantrieb erzeugt. Die Module der Wärmespeicheranlage können nach und nach neben bestehenden Kraftwerksblöcken zugebaut werden. Der in der Speicheranlage erzeugte Dampf ersetzt so einen immer größeren Teil der ansonsten mit Braunkohle erzeugten Dampfmenge, bis das Kraftwerk nach dem Auslaufen der Kohleverstromung vollständig als Wärmespeicherkraftwerk mit erneuerbaren Energien betrieben wird.

Für das Projekt StoreToPower hat sich RWE mit dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) und der FH Aachen zusammengetan. Gemeinsam wollen die Partner ein Wärmespeichermodul als Testanlage an einem großen Braunkohlekraftwerksblock im Rheinischen Revier nachrüsten und damit nachweisen, dass das Konzept technisch umsetzbar ist. Das Land Nordrhein-Westfalen fördert die Planungsarbeiten bereits finanziell und hat StoreToPower als Leitprojekt in das Sofortprogramm „Das Rheinische Zukunftsrevier" aufgenommen. Im Juli 2019 hat das Vorhaben eine wichtige Hürde genommen: Es wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in die Liste der 20 Projekte aufgenommen, die im Rahmen des Ideenwettbewerbs „Reallabore der Energiewende" Fördermittel beantragen dürfen. Der Ideenwettbewerb soll dazu beitragen, dass zukunftsfähige Energietechnologien unter realen Bedingungen und im großtechnischen Maßstab erprobt werden können.

Innovative CO_2-Nutzung: Synthetischer Treibstoff aus Kohlendioxid. Schon seit längerem arbeiten wir an Verfahren, mit denen Kohlendioxid aus dem Rauchgas von Kraftwerken abgetrennt werden kann (sogenannte CO_2-Wäsche). In unserem Innovationszentrum Niederaußem im Rheinischen Braunkohlerevier haben wir zusammen mit BASF und Linde eine der weltweit führenden Technologien auf diesem Gebiet entwickelt. Unsere Pilotanlage für die CO_2-Wäsche hat ihre Leistungsfähigkeit in langjährigen Tests unter Beweis gestellt: Seit 2009 hat sie mehr als 80.000 Betriebsstunden absolviert und CO_2-Abscheidungsgrade von 90 % erzielt. Das CO_2 aus der Pilotanlage nutzen wir zur Herstellung von synthetischen Treibstoffen und Grundstoffen für die chemische Industrie, mit denen sich fossile Energieträger wie Erdöl oder Erdgas ersetzen lassen. Dazu haben wir fünf Projekte gestartet, die sich allesamt für eine EU-Förderung qualifiziert haben. Zwei von ihnen seien hier beispielhaft vorgestellt.

Im ersten Projekt, MefCO_2 (Methanol from CO_2), das bereits abgeschlossen ist, haben wir aus CO_2 und Wasserstoff Methanol hergestellt. Den Wasserstoff wiederum haben wir per Elektrolyse aus Wasser und Strom erzeugt. Methanol ist Ausgangsstoff für verschiedenste chemische Produkte und eine der meistproduzierten Chemikalien weltweit. Außerdem eignet es sich als chemischer Langzeitspeicher für erneuerbare Energien – sofern der für seine Herstellung verwendete Wasserstoff mit grünem Strom gewonnen wurde und das Methanol später selbst zur Stromerzeugung verwendet wird.

Ein zweites Projekt, ALIGN-CCUS, wird seit 2017 in Niederaußem vorangetrieben. Für dieses Vorhaben stellt neben der EU auch das BMWi Mittel bereit. Insgesamt 30 Industrieunternehmen und Forschungseinrichtungen aus fünf europäischen Ländern sind daran beteiligt. Sie wollen zeigen, wie sich eine vollständige Wertschöpfungskette von der CO_2-Abscheidung über die Nutzung bis hin zur Speicherung gestalten lässt. Im Projekt ALIGN-CCUS werden CO_2 und Wasserstoff in Dimethylether (DME) umgewandelt. DME kann als ruß- und stickoxidarmer Diesel-Ersatz verwendet werden. Unsere Pilotanlage in Niederaußem hat Anfang 2020 die Produktion aufgenommen: Pro Tag gewinnen wir aus CO_2 und Wasserstoff bis zu 50 Kilogramm DME, das u. a. als Treibstoff für die Produktion von Spitzenlaststrom in einem stationären Dieselaggregat in Niederaußem eingesetzt wird. ALIGN-CCUS ist ein weiteres Beispiel dafür, wie künftig Engpässe in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abgefedert werden könnten. Alle Projekte zur Umwandlung von CO_2 dienen dazu, Erfahrungen mit neuen Technologien, Produkten und auch Partnern zu machen und somit den nächsten Schritt vorzubereiten: die Errichtung und den Betrieb einer Demonstrationsanlage für die Erprobung der Verfahren im großtechnischen Maßstab.

GET H_2: Blaupause für den Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft. Wie die Projekte MefCO_2 und ALIGN-CCUS gezeigt haben, spielt Wasserstoff für die Nutzung von CO_2 eine zentrale Rolle. Seine Bedeutung für die Energiewirtschaft geht allerdings weit über diese Anwendung hinaus. Denn Wasserstoff (H_2) lässt sich vielfältig einsetzen, beispielsweise zur Erzeugung von Strom und Wärme, als Treibstoff für Autos oder als Rohstoff für die Industrie. Ein weiterer Vorteil des leichtesten chemischen Elements besteht darin, dass es sich per Elektrolyse aus Strom und Wasser gewinnen lässt und damit als Speichermedium für erneuerbare Energien infrage kommt. Die Herstellung, der Transport und die Nutzung von Wasserstoff stehen im Zentrum der Initiative GET H_2, zu der wir uns mit zahlreichen Partnern aus Wirtschaft und Forschung zusammengetan haben. GET H_2 hat das Ziel, eine deutschlandweite Wasserstoffinfrastruktur aufzubauen. Gestartet wird diese Initiative mit einem Projekt an unserem Kraftwerksstandort in Lingen. Dort soll in großem Maßstab grüner Wasserstoff für industrielle Prozesse hergestellt werden. Außerdem will man eine bestehende Gaspipeline, die von Lingen ins Ruhrgebiet führt, für den Transport von Wasserstoff nutzbar machen. Das Vorhaben befindet sich noch in der Planungsphase und steht unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit.

Braunkohlekraftwerke: Geringere Quecksilber-Emissionen dank Herdofenkoks. Bei unserem Bemühen, Strom immer emissionsärmer zu erzeugen, haben wir nicht nur das Treibhausgas CO_2 im Visier, sondern auch Schadstoffe wie Quecksilber. Schon heute gelingt es uns, den größten Teil des Quecksilbers aus dem Rauchgas abzuscheiden und aufzufangen. Dadurch unterschreiten unsere Anlagen die aktuellen gesetzlichen Emissionsobergrenzen deutlich. Allerdings werden neue EU-Vorgaben dazu führen, dass der erlaubte Rahmen für unsere Braunkohlekraftwerke ab Sommer 2021 wesentlich enger gesteckt sein wird. Daher kommt es uns zugute, dass wir uns seit Jahren intensiv damit befassen, wie Quecksilber-Emissionen zu vertretbaren Kosten weiter gesenkt werden 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 mit Herdofenkoks auch Emissionen von Kraftwerken gesenkt werden können, zeigten Tests aus dem Jahr 2018 mit einer Pilotanlage im Innovationszentrum Niederaußem. Dort haben wir Herdofenkoks in einen Rauchgaskanal eines Braunkohleblocks eingedüst. Ergebnis: Das Quecksilber lagert sich an den feinen Partikeln des Herdofenkoks an; beides wird im Elektrofilter aufgefangen und anschließend entsorgt. Die Versuche brachten eine deutliche Senkung der Quecksilber-Emissionen, was uns dazu veranlasste, die Methode im großen Maßstab und unter realen Bedingungen anzuwenden. Dazu haben wir eine Demonstrationsanlage errichtet, die ebenfalls an einen der Kraftwerksblöcke in Niederaußem gekoppelt ist. In umfassenden Testreihen zwischen Februar und Juli 2019 hat sich das Verfahren erneut bewährt und als effektiv erwiesen. Wir wollen es nun in weiteren Braunkohleblöcken einsetzen, die sonst nicht in der Lage wären, die zukünftigen Grenzwerte einzuhalten. Mit der Demonstrationsanlage erkunden wir derweil, wie wir die Technik weiter perfektionieren können.

Ausführliche Informationen zu diesen und weiteren F&E-Projekten finden Sie unter www.rwe.com/innovation und unter www.innogy.com/innovation > Erneuerbare Energien.

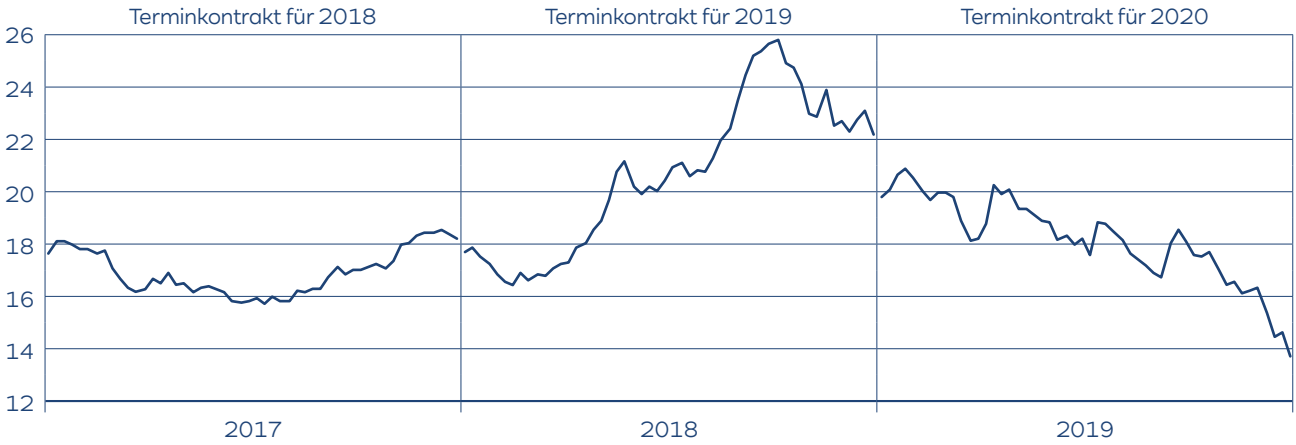
1.3 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Das globale Wirtschaftswachstum hat sich 2019 verlangsamt. In Deutschland ist das Bruttoinlandsprodukt nach ersten Schätzungen nur geringfügig gestiegen; die Industrieproduktion war hier sogar rückläufig, sodass auch der Stromverbrauch nachgab. An den internationalen Märkten für Kraftwerkskohle und Erdgas sind die Notierungen nach mehrjährigem Aufschwung wieder gefallen. Trotzdem waren die jahresdurchschnittlichen Stromterminpreise in Deutschland und den Niederlanden höher als 2018. Eine wesentliche Rolle spielte dabei die seit 2017 zu beobachtende Verteuerung von CO_2-Emissionsrechten. Sie trug auch maßgeblich dazu bei, dass sich die Margen der emissionsarmen Gaskraftwerke verbesserten, während sich die der Steinkohlekraftwerke verschlechterten.

Nur leichtes Wachstum in der Eurozone. Im abgelaufenen Geschäftsjahr hat sich die Konjunktur spürbar abgekühlt. Nach ersten Schätzungen ist die globale Wirtschaftsleistung um ca. 2,5 % gestiegen und damit nicht mehr so stark wie 2018 (3,3 %). In der Eurozone dürfte das Wachstum bei knapp über 1 % gelegen haben. Deutschland kommt wohl nur auf 0,6 %. Die größte Volkswirtschaft des Währungsraums ist wegen ihrer Exportabhängigkeit in hohem Maße von den internationalen Handelskonflikten betroffen. Dagegen nahmen die Niederlande mit einem Wachstum von schätzungsweise 1,7 % einen vorderen Platz unter den Euroländern ein. In Großbritannien, unserem wichtigsten Markt außerhalb der Währungsunion, entwickelte sich die Wirtschaft trotz des EU-Austritts zum 31. Januar 2020 vergleichsweise robust. Das Bruttoinlandsprodukt des Landes hat sich nach aktueller Datenlage um mehr als 1 % erhöht. Seit der Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON zählen auch die USA zu den Kernmärkten von RWE. Wirtschaftsforschungsinstitute veranschlagen das dortige Wachstum auf über 2 %.

Rückläufiger Stromverbrauch in Deutschland. Die Entwicklung des Stromverbrauchs hängt in hohem Maße von der Industriekonjunktur ab, die sich in unseren europäischen Märkten merklich abgeschwächt hat. Zudem wurde witterungsbedingt weniger Heizstrom benötigt. Nach vorläufigen Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hat sich der Stromverbrauch in Deutschland 2019 um etwa 2 % verringert. Expertenschätzungen für Großbritannien lassen auf einen Rückgang gleicher Größenordnung schließen, während es in den Niederlanden wohl keine wesentliche Veränderung gegenüber 2018 gab. In den USA dürfte sich die Stromnachfrage trotz der soliden Konjunktur sogar um mehr als 2 % verringert haben. Eine Rolle spielte dabei, dass die Sommertemperaturen unter dem außergewöhnlich hohen Vorjahresniveau lagen und dementsprechend weniger Energie für die Raumklimatisierung benötigt wurde.

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

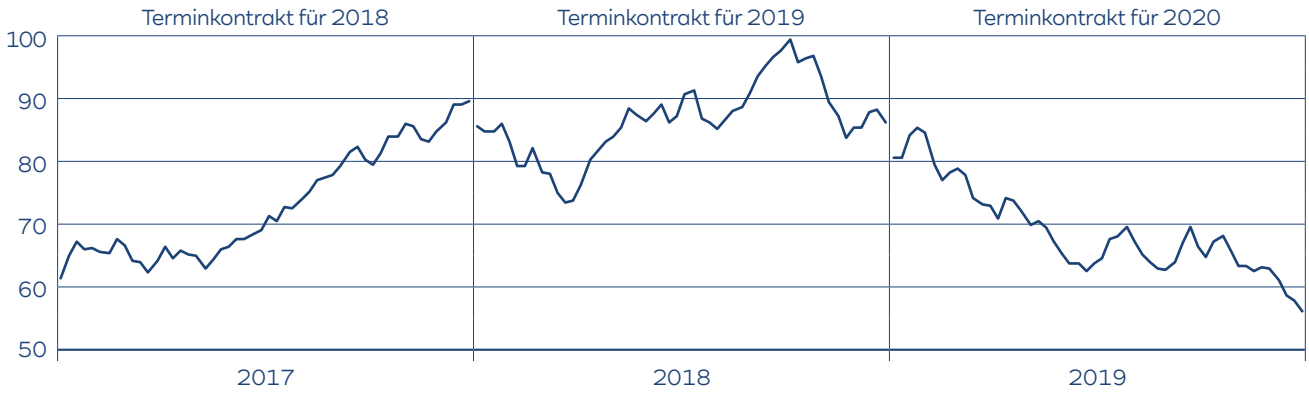


Quelle: Bloomberg

Milde Witterung lässt Spotpreise für Erdgas einbrechen. Der Einsatz und die Ertragslage unserer Kraftwerke hängen stark davon ab, wie sich die Preise von Brennstoffen und Emissionsrechten entwickeln. Erdgas, unser wichtigster frei handelbarer Energieträger, zeichnete sich 2019 durch ein extrem niedriges Spotpreisniveau aus. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, lagen die Notierungen im Durchschnitt bei 14 €/MWh. Sie waren damit 9 € niedriger als ein Jahr zuvor. Eine wesentliche Rolle spielte dabei, dass der Heizgasbedarf wegen des milden Winters 2018/2019 ungewöhnlich niedrig war. Außerdem drängten große Mengen an verflüssigtem Erdgas (LNG) auf den europäischen Markt, wodurch die Preise noch mehr unter Druck gerieten. Zusätzliche Verbräuche aufgrund einer verbesserten Auslastung von Gaskraftwerken konnten das nicht ausgleichen. Im Gasterminhandel hat sich das Preisniveau ebenfalls verringert, wenn auch nicht ganz so stark: Der TTF-Forward 2020 kostete im Berichtsjahr durchschnittlich 18 €/MWh. Zum Vergleich: 2018 war der Forward 2019 mit 21 € gehandelt worden.

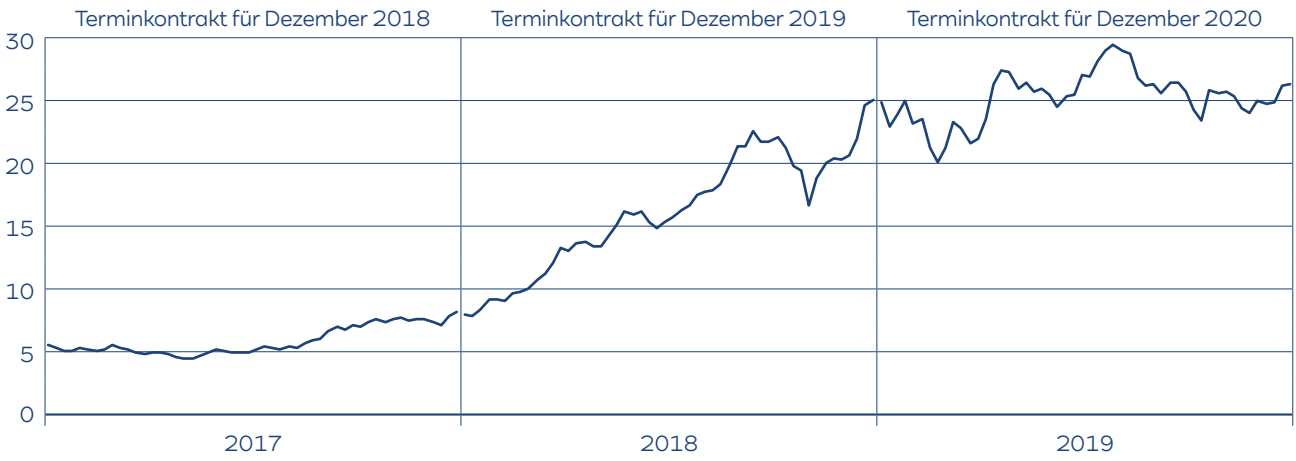
Rückläufige Nachfrage dämpft Steinkohlepreise. Bei Kraftwerkssteinkohle (Kesselkohle) hat sich das Spotpreisniveau ebenfalls deutlich verringert: Lieferungen zu den ARA-Häfen (ARA = Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) inklusive Fracht und Versicherung wurden 2019 mit durchschnittlich 61 US$/Tonne (54 €) abgerechnet. Das sind 31 US$ weniger als im Vorjahr. Hintergrund ist, dass Kohlekraftwerke in Europa nur schwach ausgelastet waren und dementsprechend weniger Kesselkohle benötigt wurde. Importbeschränkungen in China und die Reaktivierung japanischer Kernkraftwerke dämpften zudem die Nachfrage aus dem asiatischen Raum. Aufgrund der genannten Faktoren waren auch die Terminpreise stark rückläufig: Der Ein-Jahres-Forward (Index API 2) kostete 2019 durchschnittlich 70 US$/Tonne (62 €) und damit 17 US$ weniger als 2018.

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



Quelle: RWE Supply & Trading

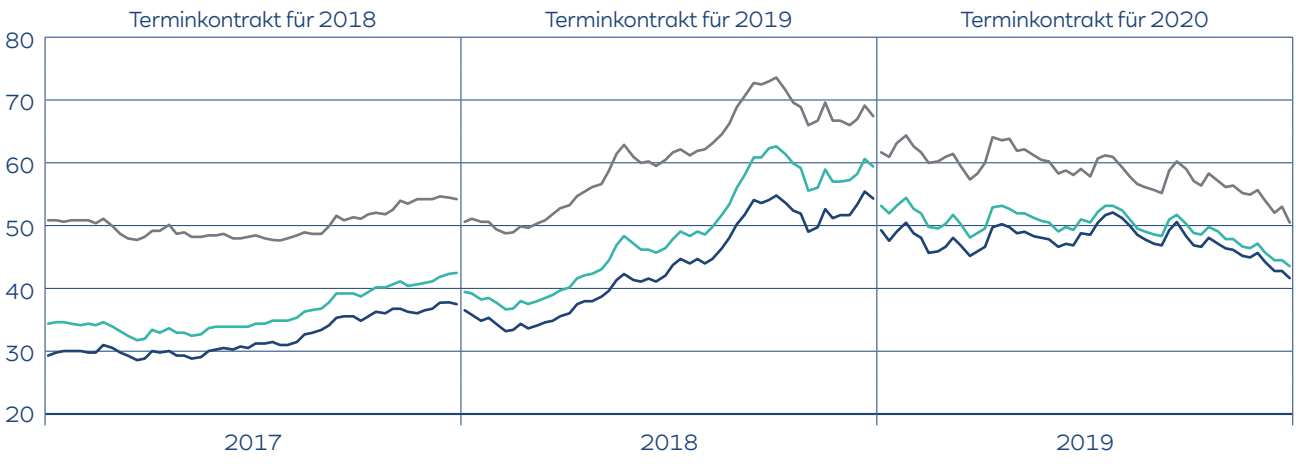
Terminpreise für CO_2-Emissionsrechte (European Union Allowances)
in €/Tonne CO_2 (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

Reform des europäischen Emissionshandelssystems sorgt für rasanten Preisanstieg bei CO_2-Zertifikaten. Ein wichtiger Kostenfaktor der Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen ist die Beschaffung von CO_2-Emissionsrechten. Deren Preise haben sich seit Mitte 2017 stark erhöht. Eine sogenannte European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO_2 berechtigt, kostete 2019 durchschnittlich 25 € und damit 9 € mehr als 2018. Die Angaben beziehen sich auf Terminkontrakte, die im Dezember des jeweiligen Folgejahres fällig werden. Der deutliche Preisanstieg beruht darauf, dass die EU das Emissionshandelssystem grundlegend reformiert hat. Durch die neuen Regelungen, die teilweise seit Anfang 2019 greifen, soll der hohe Überschussbestand der am Markt vorhandenen Emissionsrechte nach und nach reduziert werden. Viele Teilnehmer am Emissionshandel erwarten deshalb eine Verknappung der verfügbaren EUAs und haben sich frühzeitig eingedeckt. Dadurch war schon vor der Umsetzung des Reformpakets ein massiver Preisanstieg zu beobachten.

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

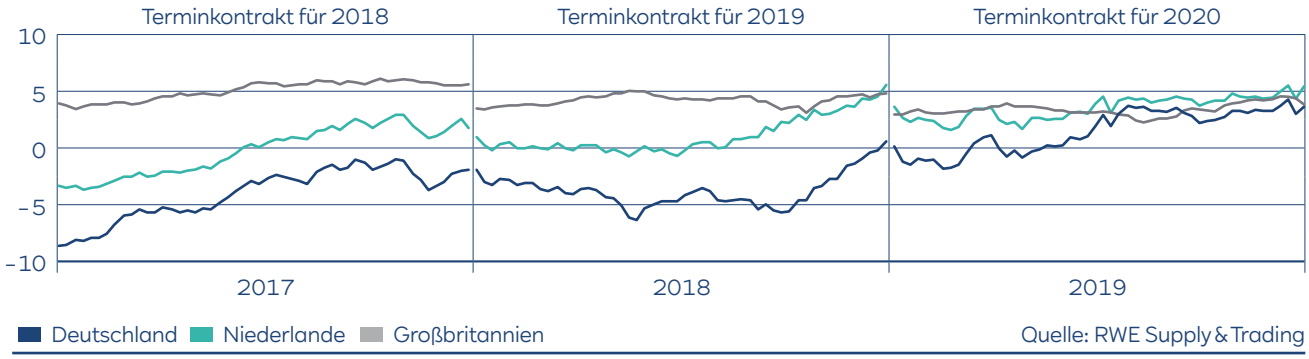


Quelle: RWE Supply & Trading

Deutlicher Preisrückgang im Strom-Spothandel. Die Verbilligung von Erdgas und Steinkohle dämpfte die Notierungen im Stromgroßhandel, während die Verteuerung von Emissionsrechten gegenläufig wirkte. Grundlaststrom wurde 2019 am deutschen Spotmarkt mit durchschnittlich 38 €/MWh gehandelt und damit 6 € unter dem Preisniveau des Vorjahres. In Großbritannien haben sich die Spotnotierungen um 14 £ auf 43 £/MWh (49 €) und in den Niederlanden um 12 € auf 41 €/MWh verringert. An den Terminmärkten zeigte sich folgendes Bild: Der deutsche Grundlast-Forward 2020 kostete 2019 durchschnittlich 48 €/MWh; das sind 4 € mehr, als im Vorjahr für den Forward 2019 gezahlt wurde. In den Niederlanden hat sich der Ein-Jahres-Forward geringfügig verteuert, und zwar um 1 € auf 50 €/MWh, während er in Großbritannien um 2 £ auf 52 £/MWh (59 €) gesunken ist.

Verteuerung von CO_2-Emissionsrechten setzt Margen von Kohlekraftwerken unter Druck. Die Kraftwerksmargen ergeben sich, indem man vom Preis je produzierte Einheit Strom die Kosten der dafür benötigten Menge an Brennstoff und CO_2-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 Gaskraftwerken werden die Margen als Clean Spark Spreads bezeichnet und bei Steinkohlekraftwerken als Clean Dark Spreads.

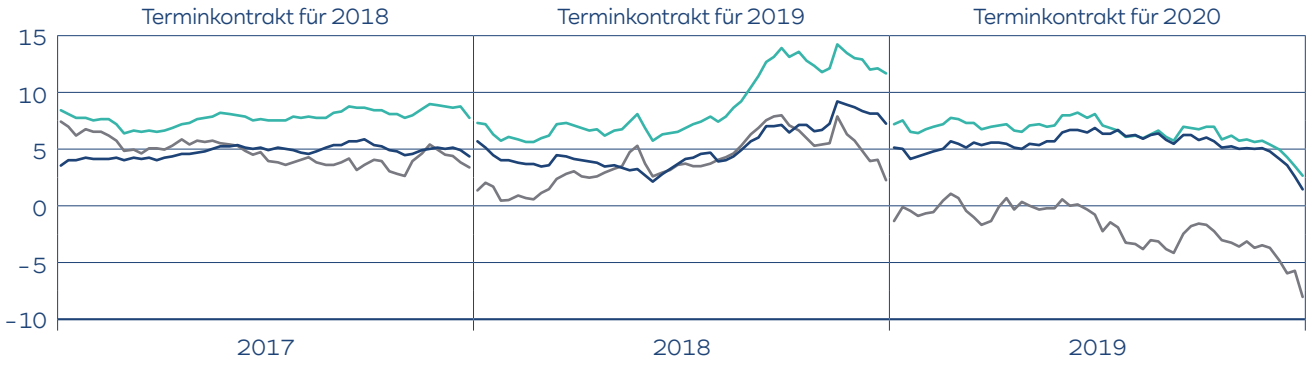
Clean Spark Spreads[1] im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

1 Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Gas und CO_2-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 50 %; inklusive CO_2-Steuer in Großbritannien

Clean Dark Spreads[1] im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

1 Grundlast-Strompreis abzüglich der Kosten für Steinkohle und CO_2-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 40 %; inklusive CO_2-Steuer in Großbritannien

Die Grafiken auf Seite 40 zeigen, wie sich diese Spreads in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten seit 2017 entwickelt haben. Abgestellt wird auf Terminkontrakte für das jeweils nächste Jahr. Die Clean Spark Spreads lagen 2019 in Deutschland und den Niederlanden über dem Vorjahresdurchschnitt, in Großbritannien dagegen etwas darunter. Bei den Clean Dark Spreads war in Großbritannien und den Niederlanden ein deutlicher Rückgang gegenüber 2018 zu beobachten; in Deutschland hat sich das jahresdurchschnittliche Niveau geringfügig erhöht.

Die Brennstoffkosten der Braunkohle- und Kernkraftwerke sind vergleichsweise stabil, da wir Braunkohle in eigenen Tagebauen fördern und Uran auf Basis langfristiger Verträge zu festen Konditionen beschaffen. Das höhere Terminpreisniveau im deutschen Stromgroßhandel hatte zur Folge, dass sich die in der Kernenergie erzielbaren Margen verbesserten; bei den Braunkohlekraftwerken standen dem positiven Preiseffekt erhebliche Mehrkosten durch die Verteuerung von CO_2-Emissionsrechten gegenüber.

RWE: Geringfügig höhere Margen bei Grundlast-Terminkontrakten für 2019. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir den Strom unserer Kraftwerke größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Unsere Erzeugungsmargen im Berichtsjahr hängen somit stark davon ab, zu welchen Konditionen wir Terminkontrakte für 2019 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen haben. Für Strom aus Braunkohle- und Kernkraftwerken konnten wir mit solchen Geschäften etwas höhere Preise und damit zum Teil auch etwas höhere Margen erzielen als mit Geschäften für 2018. Terminverkäufe von Strom aus Gas- und Steinkohlekraftwerken machen wir typischerweise mit geringerem zeitlichen Vorlauf. Die für 2019 realisierten Strompreise waren deshalb höher, allerdings gab es auch Kostensteigerungen wegen der bis 2018 zu beobachtenden deutlichen Verteuerung von Brennstoffen. Daneben machte sich der Preisanstieg bei Emissionsrechten bemerkbar. Die bei Stromverkäufen für 2019 erzielten Margen unserer Gaskraftwerke haben sich in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden trotz dieser Belastungen gegenüber dem Vorjahr verbessert, während die Deckungsbeiträge unserer Steinkohlekraftwerke in allen genannten Märkten rückläufig waren.

Bessere Windverhältnisse als 2018. Bei der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen wird die Verfügbarkeit und Profitabilität der Anlagen in hohem Maße von den Wetterbedingungen beeinflusst. Eine zentrale Rolle spielt für uns das Windaufkommen. Dieses war an unseren Produktionsstandorten in Polen, Spanien und Italien zum Teil höher als im langjährigen Durchschnitt, an den meisten britischen und einzelnen US-amerikanischen Standorten dagegen niedriger. In den übrigen Regionen, in denen wir tätig sind, bewegte es sich überwiegend auf Normalniveau. Im Vergleich zum Vorjahr wurden an unseren Standorten i. d. R. ähnlich hohe oder höhere Windgeschwindigkeiten gemessen. Lediglich in Teilen der USA und Schwedens war ein Rückgang zu verzeichnen. Bei Laufwasserkraftwerken hängt die Auslastung in starkem Maße von den Niederschlags- und Schmelzwassermengen ab. In Deutschland, der Hauptregion unserer Stromerzeugung aus Wasserkraft, waren diese Mengen geringer als im langjährigen Durchschnitt. Gegenüber 2018 haben sie sich aber etwas erhöht.

1.4 Politische Rahmenbedingungen

Das Thema Klimaschutz steht weiterhin ganz oben auf der politischen Agenda. Die Europäische Kommission hat mit dem „Green Deal" ein Maßnahmenpaket für eine drastische Senkung der Treibhausgasemissionen in allen Sektoren der Wirtschaft vorgelegt. Damit soll die EU bis 2050 klimaneutral werden. Auch in unserem Heimatmarkt Deutschland treibt die Politik den Klimaschutz voran. Im Januar 2020 hat die Bundesregierung einen Gesetzentwurf zum Kohleausstieg vorgelegt, der eine schrittweise Beendigung der Kohleverstromung bis 2038 vorsieht. Nach dem Entwurf müssen wir unsere Braunkohlekraftwerke und Tagebaue vorzeitig schließen. Dafür sollen wir Kompensationen erhalten, die aber deutlich unter den tatsächlichen Belastungen liegen. Positiv ist, dass die Rahmenbedingungen für unsere Kohlekraftwerke verlässlicher werden und der notwendige Personalabbau sozial abgefedert wird.

EU-Kommission legt „Green Deal" vor: Europa soll bis 2050 klimaneutral werden. Die neue Europäische Kommission unter ihrer Präsidentin Ursula von der Leyen hat am 11. Dezember 2019 den „European Green Deal" vorgelegt. Dieses Programm enthält einen Maßnahmenkatalog zur Senkung der Treibhausgasemissionen in allen Bereichen der Wirtschaft. Mit dem Green Deal verfolgt die Kommission zwei Ziele. Das erste: Die EU soll bis 2050 klimaneutral werden. Das zweite Ziel bezieht sich auf das Jahr 2030: Bis dahin soll die EU ihren jährlichen Treibhausgasausstoß um 50 bis 55 % unter den Wert von 1990 senken. Bisher geplant war eine Reduktion um 40 %. Erreicht werden sollen die Ziele durch einen weitreichenden Umbau von Industrie, Energieversorgung, Verkehr und Landwirtschaft. Dafür plant die EU-Kommission zahlreiche Gesetze und Programme. Vorgesehen ist u. a. ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien, eine neue Industriestrategie, Importhürden für klimaschädlich produzierte Waren und eine Strategie für sauberen Verkehr. Regionen, die durch diese Maßnahmen besonders belastet werden, sollen mit Mitteln aus einem „Just Transition Fund" unterstützt werden. Die EU will zunächst das Ziel der Klimaneutralität für 2050 gesetzlich verankern. Voraussichtlich im Sommer wird dann das legislative Verfahren zur Zielerhöhung für 2030 starten. Je nach Ausgang dieses Verfahrens müssten die Regeln des europäischen Emissionshandels überarbeitet und die künftig in den Markt gegebenen Zertifikatmengen nach unten angepasst werden.

EU schränkt Teilnahme von Kohlekraftwerken an Kapazitätsmechanismen ein. Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben im März bzw. Mai 2019 eine Reform der EU-Gesetzgebung zum Strommarkt verabschiedet. Die neuen Regeln greifen teilweise ab 1. Januar 2020 (Strommarktverordnung). Andere Bestimmungen (Strommarktrichtlinie) müssen von den Mitgliedstaaten bis Ende 2020 in nationales Recht umgesetzt werden. Ein Kernelement der Reform sind Vorgaben zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Die neue Strommarktverordnung sieht vor, dass Kraftwerke mit CO_2-Emissionen von mehr als 550 g/kWh nur sehr eingeschränkt an solchen Mechanismen teilnehmen dürfen. Voraussetzung dafür ist, dass sie pro Jahr nicht mehr als 350 kg CO_2 je Kilowatt installierte Leistung emittieren. Kohlekraftwerke können daher nicht mit voller Auslastung an einem allgemeinen Kapazitätsmarkt teilnehmen, wohl aber an Reserveregelungen, die nur wenige Betriebsstunden vorsehen. Die Emissionsobergrenzen gelten für neue Kraftwerke seit dem 1. Januar 2020. Für Bestandsanlagen gibt es eine Übergangsregelung bis Mitte 2025. Bereits existierende Kapazitätsverträge bleiben von den Grenzwerten gänzlich unberührt.

Deutscher Kohleausstiegsplan: RWE trägt Großteil der Anfangslasten und erhält 2,6 Mrd. € Entschädigung. In Deutschland, unserem wichtigsten Erzeugungsmarkt, sind die Weichen für einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung gestellt worden. Im Januar 2019 legte die von der Bundesregierung eingerichtete Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" (Strukturwandelkommission) ein Konzept zur Umsetzung der Klimaschutzziele im Energiesektor vor. Das Gremium aus Vertretern von Industrie, Gewerkschaften, Wissenschaft, Verbänden, Bürgerinitiativen und Umweltorganisationen plädierte für einen Kohleausstieg bis spätestens 2038. Darüber hinaus schlug es Etappenziele für Kapazitätsschließungen vor und sprach sich dafür aus, dass den Kraftwerksbetreibern angemessene Entschädigungsleistungen gewährt werden. Die Höhe der Kompensationen könne u. a. per Auktion (Steinkohle) oder auf dem Verhandlungswege (Braunkohle) bestimmt werden. Betriebsbedingte Kündigungen sowie unangemessene soziale und ökonomische Nachteile für die Beschäftigten seien nach Möglichkeit zu vermeiden. Die Kommission äußerte zudem den Wunsch, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Über die Empfehlungen des Gremiums haben wir bereits im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 33 ausführlich informiert.

Die Vorschläge der Strukturwandelkommission sind bei Politikern und Interessenverbänden überwiegend auf Zustimmung gestoßen. Nach ihrer Veröffentlichung haben die Bundesregierung, die betroffenen Länder sowie die Kraftwerks- und Tagebaubetreiber Verhandlungen über die Umsetzung der Empfehlungen in der Braunkohlewirtschaft aufgenommen. Die Gespräche mündeten Anfang 2020 in einen Konsens. Auf dieser Basis hat das Bundeskabinett am 29. Januar 2020 den Entwurf eines Gesetzes zur Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung (Kohleausstiegsgesetz) beschlossen und damit das parlamentarische Verfahren angestoßen. Nach Abschluss des Verfahrens soll die Bundesregierung dazu ermächtigt sein, mit den Betreibern von Braunkohleanlagen öffentlich-rechtliche Verträge zu schließen, die den Unternehmen Vertrauensschutz gewähren.

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass RWE den Großteil der Anfangslasten des Braunkohleausstiegs trägt. Bis Ende 2022 soll zusätzliche Erzeugungskapazität aus Braunkohle in Höhe von 3 GW vom Markt genommen werden. Davon entfallen rund 2,8 GW auf uns. Nach dem Gesetzentwurf geht im Rheinischen Braunkohlerevier bereits Ende 2020 der erste 300-MW-Block vom Netz. Im folgenden Jahr werden drei weitere 300-MW-Anlagen abgeschaltet, 2022 dann noch ein 300-MW-Block und zwei 600-MW-Blöcke. Betroffen sind vor allem die Kraftwerksstandorte Neurath und Niederaußem sowie in geringem Maße Weisweiler. Im Jahr 2022 werden wir außerdem die Produktion von Braunkohlebriketts am Standort Frechen und damit den Betrieb von 120 MW Stromerzeugungskapazität einstellen.

Bis zum Ende der Dekade wird sich unsere Braunkohlekapazität weiter stark verringern. Bereits im Jahr 2025 geht ein 300-MW-Block in Weisweiler außer Betrieb. Die beiden 600-MW-Blöcke an diesem Standort folgen 2028 und 2029. Der Tagebau Inden, dessen Kohle ausschließlich in Weisweiler eingesetzt wird, läuft dann aus. Von den übrigen beiden 600-MW-Blöcken soll einer Ende 2029 stillgelegt und der andere zum 1. Januar 2030 für vier Jahre in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Ab 2030 sind nur noch unsere drei modernsten Braunkohleblöcke der 1.000-MW-Klasse am Markt. Sie laufen voraussichtlich bis Ende 2038.

Die Stilllegungen haben erhebliche Konsequenzen für die Tagebaue. 1,1 Mrd. Tonnen Braunkohle, mehr als die Hälfte der für den Abbau genehmigten Vorräte, werden nun nicht mehr gefördert. Außerdem tragen wir dem Wunsch der Strukturwandelkommission und der Politik Rechnung, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Von unseren drei Tagebauen im Rheinischen Revier – Inden, Hambach und Garzweiler – wird ab 2030 nur noch der letztgenannte zur Verfügung stehen, um die verbleibenden Erzeugungsanlagen mit Braunkohle zu versorgen. Das macht eine grundlegend neue Planung des Tagebaubetriebs und der Rekultivierung erforderlich, insbesondere in Hambach. Die dafür notwendigen Schritte werden wir im Einvernehmen mit der nordrhein-westfälischen Landesregierung einleiten. Die energiewirtschaftliche Notwendigkeit des Tagebaus Garzweiler soll im Kohleausstiegsgesetz verankert werden.

Der Braunkohleausstieg ist für uns mit hohen finanziellen Belastungen verbunden. Der Gesetzentwurf sieht dafür eine Entschädigung von 2,6 Mrd. € vor, die uns während der nächsten 15 Jahre ausgezahlt werden soll. Im Konzernabschluss 2019 weisen wir den Gesamtbetrag als Vermögenswert aus. Nach den Vorstellungen der Bundesregierung sind damit alle Ansprüche abgegolten. Unser tatsächlicher Schaden wird den Betrag von 2,6 Mrd. € allerdings deutlich übersteigen. Die erwarteten Belastungen sind zu einem großen Teil im Konzernabschluss abgebildet. Für die zusätzlichen Betriebskosten und die zeitliche Vorverlagerung der Rekultivierung (inkl. Zinseffekte) haben wir den Bergbaurückstellungen 2.022 Mio. € zugeführt. Durch Wertberichtigungen auf Braunkohlekraftwerke und Tagebaue sind Belastungen von 527 Mio. € entstanden. Außerdem haben wir 347 Mio. € für sozialverträglichen Personalabbau zurückgestellt. Im Konzernabschluss nur teilweise berücksichtigt sind künftige Ausgaben, die den Weiterbetrieb der Kraftwerke und Tagebaue unter den geänderten Bedingungen ermöglichen sollen.

Neben RWE sollen auch die betroffenen Beschäftigten staatliche Kompensationen erhalten. Nach aktueller Planung werden bereits kurzfristig mehr als 3.000 von insgesamt 10.000 Stellen in unserem Braunkohlegeschäft wegfallen; bis 2030 dürften es etwa 6.000 sein. Der Gesetzentwurf sieht u. a. Regelungen für ein Anpassungsgeld und den Ausgleich entstehender Nachteile bei der gesetzlichen Rente vor. Diese Leistungen sollen vom Bund getragen werden.

Auch zum Ausstieg aus der Steinkohle enthält der Gesetzentwurf detaillierte Bestimmungen. Nach den Vorstellungen der Bundesregierung soll im Auktionsverfahren darüber entschieden werden, welche Steinkohlekapazitäten vom Netz gehen und wie hoch die Kompensationen für ihre Betreiber sind. Der Gesetzentwurf sieht jährliche Ausschreibungen im Zeitraum von 2020 bis 2026 vor. Die Gebote der Betreiber müssen allerdings bestimmte Obergrenzen einhalten, die über die Jahre von 165 Tsd. € pro MW auf 49 Tsd. € gesenkt werden sollen. Für die Zeit danach sieht der Gesetzentwurf ordnungsrechtliche Abschaltungen ohne

Entschädigungen vor. Sofern die Ausschreibungen nicht im gewünschten Umfang zu Kraftwerksschließungen führen, sollen die Kraftwerksbetreiber bereits ab 2024 angewiesen werden können, Anlagen abzuschalten, ohne dass ihnen dafür Kompensationen gewährt werden. Unternehmensvertreter, Gewerkschaften und zahlreiche Bundesländer haben sich kritisch zu dem Gesetzentwurf geäußert und Nachbesserungen gefordert, insbesondere für Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung.

Das Gesetzgebungsverfahren zum Kohleausstieg wird voraussichtlich bis Jahresmitte abgeschlossen sein. Darüber hinaus werden wir auf der Grundlage des Gesetzes einen öffentlich-rechtlichen Vertrag mit dem Bund schließen, der uns Vertrauensschutz im Hinblick auf die getroffenen Regelungen gewährt. Die EU-Kommission muss die Kompensationen dann noch beihilferechtlich genehmigen.

Bund will Kohleregionen mit bis zu 40 Mrd. € unterstützen. Bereits im August 2019 hat das Bundeskabinett den Entwurf für ein „Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen" beschlossen. Der Bundestag und der Bundesrat stellten ihre Beratungen darüber aber zunächst zurück, um das Vorhaben gemeinsam mit dem Kohleausstiegsgesetz diskutieren zu können. Der Entwurf zum Strukturstärkungsgesetz sieht vor, dass der Bund den Braunkohlerevieren bis 2038 Finanzhilfen von bis zu 14 Mrd. € für besonders bedeutsame Investitionen gewährt. Davon sind 37 % für das Rheinische Revier bestimmt. Die Mittel können von den Ländern beispielsweise für Investitionen in wirtschaftsnahe Infrastruktur oder den öffentlichen Nahverkehr verwendet werden. Ergänzend will der Bund die Regionen durch eigene Maßnahmen unterstützen. Dafür sind 26 Mrd. € eingeplant, die u. a. für den Ausbau des Schienen- und Straßenverkehrs sowie die Ansiedlung von Forschungseinrichtungen eingesetzt werden sollen.

Bundesregierung legt Klimaschutzprogramm 2030 vor und verabschiedet Klimaschutzgesetz. Im Oktober hat das Bundeskabinett sein Klimaschutzprogramm 2030 beschlossen. Gleichzeitig verabschiedete es den Entwurf für ein Bundes-Klimaschutzgesetz, das – mit einigen Anpassungen – im Dezember vom Bundestag und vom Bundesrat beschlossen wurde. Klimaschutzprogramm und Klimaschutzgesetz sollen sicherstellen, dass die nationalen Emissionsminderungsziele für 2030 erreicht werden. Diese werden im Klimaschutzgesetz nun erstmals legislativ verankert. Das Klimaschutzprogramm 2030 beschreibt die Instrumente und Maßnahmen, mit denen die Ziele erreicht werden sollen. Geplant ist u. a. die Einführung einer CO_2-Bepreisung in den Sektoren, die nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst werden (z. B. Verkehr und Wärme). Dies soll ab 2021 zunächst auf nationaler Ebene geschehen. Perspektivisch will sich die Bundesregierung für die Einführung eines europaweiten sektorübergreifenden Emissionshandels mit einem moderaten Mindestpreis einsetzen. Den Mehrausgaben der Verbraucher durch die CO_2-Bepreisung bei Kraft- und Brennstoffen sollen Entlastungen an anderer Stelle gegenüberstehen, z. B. durch die bereits beschlossene Anhebung der Pendlerpauschale ab 2021. Das Klimaschutzprogramm beinhaltet eine Vielzahl von Maßnahmen in den Sektoren Gebäude, Verkehr, Land- und Forstwirtschaft, Industrie und Energiewirtschaft. Vorgesehen ist u. a. ein beschleunigter Ausbau der Offshore-Windkraft: Statt bisher 15 GW strebt die Bundesregierung nun eine Gesamtkapazität von 20 GW bis 2030 an. Kommunen, in denen Windkraftanlagen gebaut werden, sollen künftig zusätzliche finanzielle Vorteile erhalten. Geplant ist auch die Abschaffung des Förderdeckels für neue Photovoltaikanlagen: Nach der bisherigen Regelung erhalten diese keine Einspeisevergütung mehr, sobald in Deutschland eine Solarkapazität von 52 GW erreicht ist.

Niederlande wollen bis 2030 aus der Kohleverstromung aussteigen. Das niederländische Parlament und der Senat haben 2019 ein Gesetz beschlossen, das einen Ausstieg des Landes aus der Kohleverstromung in der kommenden Dekade vorsieht. Kraftwerke aus den 1990er-Jahren dürfen spätestens ab 2025 keine Kohle mehr nutzen. Für Anlagen jüngeren Baudatums gilt das Verbot ab 2030. Ausgleichszahlungen an die betroffenen Energieversorger sind im Gesetz nicht vorgesehen. Derzeit werden in den Niederlanden noch fünf Steinkohlekraftwerke betrieben. Zwei davon gehören uns: Amer 9 mit 631 MW Nettoleistung und Eemshaven mit 1.554 MW. Laut Gesetz müssen die Anlagen Ende 2024 bzw. Ende 2029 die Kohleverstromung einstellen. Sie können dann allenfalls noch mit anderen Brennstoffen weiterbetrieben werden. Nach ersten Umrüstmaßnahmen haben wir in beiden Kraftwerken mit der Beifeuerung von Biomasse begonnen. 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 Mehrbelastungen verbunden. Allerdings lehnt es die Regierung ab, zusätzliche Fördermittel bereitzustellen. Wegen der fehlenden Kompensationen sehen wir durch den niederländischen Kohleausstieg unsere Eigentumsrechte verletzt. Deshalb erwägen wir, Rechtsmittel dagegen einzulegen.

1.5 Wesentliche Ereignisse

Das zurückliegende Geschäftsjahr hat uns auf dem Weg zur „neuen" RWE entscheidend vorangebracht. Mitte September gab die EU grünes Licht für unser Tauschgeschäft mit E.ON. Kurz darauf konnte die Transaktion bereits zu großen Teilen umgesetzt werden. Zu den Highlights 2019 zählten auch unser Erfolg im Bieterverfahren um eine staatliche Förderung für das britische Offshore-Windkraft-Projekt Sofia und die erneute Genehmigung des britischen Kapazitätsmarktes durch die EU-Kommission. Im Folgenden stellen wir wesentliche Ereignisse dar, die 2019 und Anfang 2020 eingetreten sind. Dabei konzentrieren wir uns auf Vorgänge, die nicht bereits an anderer Stelle im Lagebericht ausführlich erläutert werden.

Ereignisse im Berichtsjahr

Tauschgeschäft mit E.ON zum großen Teil umgesetzt: RWE gibt innogy-Beteiligung ab und erhält Erneuerbare-Energien-Geschäft. Im September 2019 haben RWE und E.ON wesentliche Teile ihres im März 2018 vereinbarten Tauschgeschäfts abgeschlossen. Voraussetzung dafür war die finale Freigabe der Transaktion durch die EU-Kommission, die am 17. September erteilt wurde. E.ON übernahm am folgenden Tag unsere 76,8 %-Beteiligung an innogy und führte unmittelbar danach eine Kapitalerhöhung gegen Sacheinlagen durch. Die rund 440 Mio. neu geschaffenen Aktien wurden an RWE ausgegeben. Dadurch waren wir zunächst mit 16,7 % an E.ON beteiligt, haben diesen Anteil aber Ende September/Anfang Oktober durch Aktienverkäufe auf 15,0 % reduziert. Mit Ablauf des 30. Septembers hat uns E.ON außerdem ihr Erneuerbare-Energien-Geschäft und die Minderheitsanteile ihrer Tochter PreussenElektra an den RWE-Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %) überlassen. Ebenfalls Ende September leisteten wir einen finanziellen Ausgleich an E.ON in Höhe von 1,5 Mrd. €. Für den vollständigen Abschluss der Transaktion muss E.ON noch Teile des innogy-Portfolios an uns zurückgeben, die wir uns aber bereits wirtschaftlich zurechnen und in unseren Konzernzahlen erfassen. Dabei handelt es sich um das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie eine 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag. Der Transfer soll frühestmöglich im laufenden Jahr stattfinden.

Im Rahmen des Tauschgeschäfts war vereinbart worden, dass RWE von innogy die Mehrheitsbeteiligung am tschechischen Gasnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) erwirbt und später an E.ON weitergibt. Wir haben das 50,04 %-Paket im Februar 2019 übernommen. Allerdings hat der Miteigentümer von IGH, das vom Infrastrukturinvestor Macquarie geführte Konsortium MIRA, ein Vorkaufsrecht geltend gemacht. Dementsprechend gaben wir die IGH-Anteile an MIRA und nicht an E.ON weiter. Die Veräußerung wurde zum 30. September abgeschlossen. Der Preis betrug rund 1,8 Mrd. € und entsprach damit den Konditionen, zu denen wir die Beteiligung von innogy erworben hatten. Die IGH-Transaktion war damit für uns in finanzieller Hinsicht neutral.

Ebenfalls im Zuge des Tauschgeschäfts hat RWE im August 2019 den 49 %-Anteil von innogy am slowakischen Energieversorger VSE mit Sitz in Košice übernommen. Die Beteiligung wollen wir an E.ON weitergeben. Dies soll zu den gleichen Konditionen geschehen, zu denen wir den Anteil erworben haben. Der von E.ON zu entrichtende Kaufpreis ist bereits im September bei der Abwicklung der Zahlungsansprüche aus dem Tauschgeschäft berücksichtigt worden. Der VSE-Anteil wird weiterhin in unsere Konzernzahlen einbezogen. Wir weisen ihn als „nicht fortgeführte Aktivität" aus.

Bei der Abwicklung der finanziellen Forderungen und Verbindlichkeiten aus dem Tauschgeschäft ist auch ein Darlehen berücksichtigt worden, das wir innogy im Vorfeld des Börsengangs vom Oktober 2016 gewährt hatten. Es belief sich auf 700 Mio. € und wäre im Oktober 2020 fällig geworden. Durch die Verrechnung mit anderen Zahlungsansprüchen hat uns E.ON den Tilgungsbetrag zuzüglich aufgelaufener Zinsen vorzeitig erstattet.

Das Tauschgeschäft mit E.ON hatte erheblichen Einfluss auf unsere Finanz-, Vermögens- und Ertragslage im abgelaufenen Geschäftsjahr, die wir auf Seite 51 ff. darstellen. Durch die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON veränderte sich zudem die Struktur unserer Finanzberichterstattung. Näheres dazu finden Sie auf Seite 49 f.

EU-Kommission gibt grünes Licht für Wiederaufnahme des britischen Kapazitätsmarktes. Im Oktober 2019 hat die Europäische Kommission den britischen Kapazitätsmarkt nach eingehender Prüfung erneut genehmigt. Damit schuf sie die Voraussetzung dafür, dass die Prämienzahlungen nach längerer Pause wieder aufgenommen und verschobene Kapazitätsauktionen nachgeholt werden konnten. Die Kommission ist der Auffassung, dass die Kapazitätsmarktregelungen in Einklang mit den EU-Beihilfevorschriften stehen. Zu diesem Ergebnis war sie bereits im Juli 2014 gelangt. Die damalige Prüfung war aber nach Auffassung des Gerichts der Europäischen Union nicht umfassend genug gewesen. Die Richter erklärten die erste Genehmigung daher im November 2018 für unwirksam. Der britische Kapazitätsmarkt trat danach in eine Stillhaltephase ein, in der den teilnehmenden Stromerzeugern keine Prämien mehr gezahlt wurden. RWE sind dadurch vertraglich zugesicherte Kapazitätsvergütungen von rund 50 Mio. € für 2018 und rund 180 Mio. € für 2019 zunächst nicht gewährt worden. Diese Beträge sind uns im Januar 2020 nachträglich ausgezahlt worden. Ergebniswirksam erfasst haben wir sie bereits im Geschäftsjahr 2019.

Mitte 2019, also noch während der Stillhaltephase, hat der britische Netzbetreiber National Grid eine Kapazitätsauktion durchgeführt, die sich auf den Vorhaltezeitraum 1. Oktober 2019 bis 30. September 2020 bezog. Dabei konnten sich Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von 3,6 GW für eine Kapazitätszahlung qualifizieren, die mit 0,77 £/kW aber sehr gering ist. Für den gleichen Vorhaltezeitraum hatte es bereits Ende 2015 eine Auktion gegeben, bei der Anlagen mit insgesamt 46,4 GW – darunter 8,0 GW von RWE – zum Zuge kamen. Sie erhalten eine Prämie von 18 £/kW. Die zweite Auktion diente dazu, verbliebene Kapazitätslücken zu schließen. Von RWE nahmen zwei Kleinanlagen am Bieterverfahren teil, die jedoch keine Vergütung erhalten werden.

Großprojekt in der britischen Nordsee: innogy sichert sich Förderung für Windpark Sofia. Unsere Wachstumsperspektiven auf dem Gebiet der Offshore-Windkraft haben sich 2019 weiter verbessert. Bei einem Auktionsverfahren im September konnte sich innogy eine staatliche Förderung für das Projekt Sofia sichern. Im Rahmen dieses Vorhabens sollen in der britischen Nordsee Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 1,4 GW entstehen. Das Investitionsvolumen wird auf 3 Mrd. £ veranschlagt (inkl. Netzanschluss). Für die Stromerzeugung des Windparks garantiert der Staat eine Vergütung von 39,65 £/MWh zuzüglich Inflationsaufschlägen. Die Förderdauer beträgt 15 Jahre. Der Standort von Sofia knapp 200 Kilometer vor der englischen Küste im Gebiet Dogger Bank zeichnet sich durch sehr gute Windbedingungen und moderate Wassertiefen aus. Für den Windpark liegen bereits alle erforderlichen Genehmigungen vor. Die finale Investitionsentscheidung soll 2020 getroffen werden. Nach aktueller Planung könnten 2024/2025 die ersten Turbinen den Betrieb aufnehmen. Im Jahr 2026 wäre der Windpark dann mit voller Kapazität am Netz.

In Großbritannien werden die erneuerbaren Energien seit April 2015 über einen als „Contract for Difference" (CfD) bezeichneten Mechanismus gefördert. Liegt der Preis, den die Anlagenbetreiber am Großhandelsmarkt erzielen, unter einer garantierten Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet. Liegt er darüber, müssen die Betreiber Zahlungen leisten. Bei der Auswahl der zu fördernden Projekte wird folgendermaßen vorgegangen: Ist der für eine bestimmte Erzeugungstechnologie vorgesehene Fördertopf groß genug, erhalten alle Bewerber einen CfD-Vertrag. Ist er zu klein, wird im Bieterverfahren entschieden, wer zum Zuge kommt. Die Auktion vom September 2019 war die dritte seit Einführung des CfD-Fördersystems in Großbritannien.

Einstieg ins polnische Offshore-Windkraft-Geschäft. Künftig werden wir auch in polnische Offshore-Windparks investieren. Unsere Tochtergesellschaft RWE Renewables International hat von mehreren Privateigentümern und Entwicklern eine Projekt-Pipeline mit einer Gesamtkapazität von mehr als 1,5 GW erworben. Die insgesamt vier Vorhaben sollen an der Sandbank von Słupsk in der Ostsee realisiert werden. In Polen betreiben wir bereits mehrere Windparks auf dem Festland.

Braunkohleblock Neurath C in Sicherheitsbereitschaft überführt. Ende September haben wir den 300-MW-Block C des Braunkohlekraftwerks Neurath vom Netz genommen und in die gesetzliche Sicherheitsbereitschaft überführt. Klimaschutzgründe gaben den Ausschlag dafür. Nach dem Strommarktgesetz war die deutsche Energiewirtschaft dazu verpflichtet, in der Zeit von 2016 bis 2019 acht Braunkohleblöcke mit einer Gesamtleistung von 2,7 GW vorzeitig vom Markt zu nehmen. Bis zu ihrer endgültigen Stilllegung stehen die Anlagen aber noch jeweils vier Jahre für die letzte Absicherung der Stromversorgung bereit. RWE nimmt mit fünf 300-MW-Blöcken an der Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft teil: Ende September 2017 hatten wir bereits die Anlagen Frimmersdorf P und Q abgeschaltet, ein Jahr später folgten Niederaußem E und F.

Entscheidung zum Hambacher Forst: Verwaltungsgericht Köln weist Klage des BUND zurück. Das Verwaltungsgericht Köln hat am 12. März 2019 entschieden, dass es sich beim Hambacher Forst um kein potenzielles Schutzgebiet nach der europäischen Fauna-Flora-Habitat-Richtlinie handelt. Damit ist eine Klage des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e. V. (BUND) abgewiesen worden. Nach Ansicht der Richter war die Zulassung des Hauptbetriebsplans 2018–2020 für den Tagebau Hambach durch die Bezirksregierung in Arnsberg rechtmäßig. Dieser Plan sieht u. a. die Rodung des Hambacher Forstes vor. Seine Zulässigkeit müsste allerdings noch vom Oberverwaltungsgericht Münster bestätigt werden, das im Oktober 2018 einen vorläufigen Rodungsstopp verhängt hatte. Inzwischen zeichnet sich aber ab, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Wie auf Seite 42 ff. dargelegt, haben wir uns mit der Bundesregierung auf einen beschleunigten Ausstieg aus der Braunkohleverstromung und eine vorzeitige Beendigung des Tagebaus Hambach verständigt.

RWE steigt aus Steinkohleverstromung in Bergkamen, Werne und Aberthaw aus. Im vergangenen Jahr haben wir eine Reihe von Steinkohleaktivitäten beendet. Zunächst veräußerten wir unseren 51 %-Anteil am Kraftwerk Bergkamen an den Essener Energieversorger STEAG. Dieser war zuvor bereits mit 49 % an der Anlage beteiligt gewesen und hatte von einem vertraglichen Kaufrecht Gebrauch gemacht. Die Transaktion wurde zum 1. Januar 2019 wirksam. Das Steinkohlekraftwerk Bergkamen 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.

Ende März 2019 haben wir den mit Steinkohle befeuerten Teil von Kombiblock K des Gersteinwerks in Werne (Westfalen) stillgelegt. Anlass dafür war eine anstehende Revision, die sich nicht mehr gelohnt hätte. Block K besteht aus einer Vorschaltgasturbine (K1) mit einer Nettoleistung von 112 MW und einer zweiten – jetzt stillgelegten – Turbine (K2), die mit Dampf aus der Verbrennung von Steinkohle betrieben wurde und über 620 MW verfügte. Das Gersteinwerk produziert weiterhin Strom, allerdings ausschließlich mit Erdgas. Seine aktuell nutzbare Kapazität beträgt 965 MW.

Im Juli 2019 haben wir beschlossen, das Steinkohlekraftwerk Aberthaw B in Wales mit 1.560 MW Nettoleistung vorzeitig stillzulegen. Die Anlage ist im Dezember vom Netz gegangen. Ihre noch bis Ende September 2021 bestehenden Verpflichtungen im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes wurden auf Dritte und – in geringerem Umfang – auf andere Einheiten der RWE-Kraftwerksflotte übertragen. Aberthaw B wurde 1971 in Betrieb genommen und hat somit fast ein halbes Jahrhundert zur sicheren Energieversorgung im Vereinigten Königreich beigetragen. Mit seiner Schließung endet die Kohleverstromung von RWE in Großbritannien.

RWE trennt sich von belgischem Heizkraftwerk. Ende Februar 2019 haben wir das belgische Heizkraftwerk Inesco an den britischen Chemiekonzern INEOS veräußert. Die Anlage befindet sich auf dem Gelände eines von INEOS betriebenen Chemieparks bei Antwerpen. Sie wird mit Gas befeuert 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 sind unsere Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle an den Standorten der Kernkraftwerke Emsland, Biblis und Gundremmingen auf die bundeseigene Gesellschaft für Zwischenlagerung (BGZ) übertragen worden. Ein Jahr später, zum 1. Januar 2020, übernahm die BGZ auch zwei Zwischenlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle in Biblis. 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. Im Gegenzug haben die deutschen Kernkraftwerksbetreiber dem Bund im Jahr 2017 Mittel in Höhe von 24,1 Mrd. € überwiesen, mit denen ein öffentlich-rechtlicher „Fonds zur Finanzierung der kerntechnischen Entsorgung“ dotiert worden ist. Die Verantwortung für die Stilllegung und den sicheren Rückbau der Kraftwerke liegt weiterhin bei den Unternehmen. Ebenso obliegt es ihnen, die radioaktiven Abfälle fachgerecht zu verpacken, bevor diese an die BGZ übergeben werden.

Ereignisse nach Ablauf des Berichtsjahres

Bundeskabinett legt Entwurf für Kohleausstiegsgesetz vor. Ende Januar 2020 hat das Bundeskabinett den Entwurf für ein Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung verabschiedet. Darin konkretisiert die Regierung, wie sie die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" zum deutschen Kohleausstieg umsetzen will. Wie von der Kommission vorgeschlagen, soll Deutschland schrittweise bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen. Der Gesetzentwurf enthält dazu einen konkreten Fahrplan. Bei der Braunkohle gibt es einen festen Abschaltpfad für die einzelnen Kraftwerke, auf den sich der Bund mit den betroffenen Ländern und Energieunternehmen im Vorfeld geeinigt hatte. Für die frühzeitigen Schließungen von Kraftwerken und Tagebauen im Rheinischen Revier sollen wir Entschädigungen von 2,6 Mrd. € erhalten. Unsere tatsächlichen finanziellen Belastungen werden wesentlich höher ausfallen. Für Steinkohlekraftwerke sieht der Gesetzentwurf Ausschreibungen vor, in denen sich die Betreiber um Entschädigungen für frühzeitige Schließungen ihrer Anlagen bewerben können. Ausführliche Informationen zu diesem Thema finden Sie auf Seite 42 ff.

RWE erwirbt hochmodernes Gaskraftwerk im Osten Englands. In Großbritannien haben wir unsere Position als einer der führenden Gasverstromer ausgebaut. Mitte Februar 2020 erwarben wir vom britischen Energieversorger Centrica für 101 Mio. £ das Gaskraftwerk King's Lynn in Norfolk (Ostengland). Die Anlage verfügt über eine Nettoleistung von 382 MW und zeichnet sich durch einen hohen Wirkungsgrad von 57 % aus. Ihre Fahrweise kann flexibel an den Strombedarf angepasst werden. Ein Kapazitätsmarkt-Vertrag sichert King's Lynn fixe Prämienzahlungen für den Zeitraum von Oktober 2020 bis September 2035. Erst vor Kurzem ist das Kraftwerk umfassend modernisiert und dabei u. a. mit einer neuen Gasturbine ausgestattet worden.

Britische Kapazitätsmarktauktion für 2022/2023: RWE sichert sich Prämie für 6,5 GW Erzeugungsleistung. Anfang 2020 haben mehrere Auktionen für den britischen Kapazitätsmarkt stattgefunden. Das erste Bieterverfahren Ende Januar bezog sich auf den Vorhaltezeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2023. Mit Ausnahme einiger Kleinanlagen haben sich alle bei der Auktion vertretenen RWE-Kraftwerke für eine Prämienzahlung qualifiziert. Zusammen verfügen sie über eine gesicherte Leistung von 6,5 GW. Die im Bieterverfahren ermittelte Kapazitätsprämie lag mit 6,44 £/kW (vor Inflationsanpassung) allerdings unter den Markterwartungen.

Anfang Februar wurde eine zweite Auktion abgehalten, die den Vorhaltezeitraum 1. Oktober 2020 bis 30. September 2021 betraf. Für diese Periode hatte es bereits im Dezember 2016 ein Bieterverfahren gegeben, bei der sich RWE-Anlagen mit insgesamt 8,0 GW (inkl. Aberthaw) für eine Prämie von 22,50 £/kW qualifizieren konnten. Bei der neuerlichen Auktion wurden 1,0 GW zusätzliche Erzeugungsleistung für eine Prämie von 1,00 £/kW ersteigert. RWE hatte sich mit einer Kleinanlage an dem Verfahren beteiligt, die allerdings nicht zum Zuge kam.

Die britische Regierung hat für Anfang März 2020 eine weitere Auktion angesetzt, um die im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis 30. September 2024 benötigten Erzeugungskapazitäten zu sichern. Die Ergebnisse lagen bei der Aufstellung des Lageberichts noch nicht vor.

1.6 Anmerkungen zur Berichtsweise

Dass wir das Tauschgeschäft mit E.ON im September 2019 zu großen Teilen umgesetzt haben, beeinflusste nicht nur unsere Finanzkennzahlen, sondern auch die Art der Finanzberichterstattung. Das von E.ON auf uns übergegangene Erneuerbare-Energien-Geschäft haben wir als neues Segment in unseren Konzernabschluss einbezogen. Somit basiert unsere Darstellung des Geschäftsverlaufs 2019 auf einer Konzernstruktur mit fünf Segmenten, die wir in diesem Kapitel ausführlich beschreiben.

Auswirkungen des Tauschgeschäfts mit E.ON auf unsere Finanzberichterstattung. Unser Tauschgeschäft mit E.ON konnten wir im September 2019 bereits zum großen Teil umsetzen. Auf Seite 45 informieren wir ausführlich darüber. Im Folgenden stellen wir dar, wie die Transaktion in der Finanzberichterstattung über das abgelaufene Geschäftsjahr berücksichtigt wird.

- Das Netz- und Vertriebsgeschäft von innogy, das dauerhaft bei E.ON verbleibt, und die an das MIRA-Konsortium veräußerte 50,04 %-Beteiligung am tschechischen Gasnetzbetreiber IGH sind zum 18. bzw. 30. September entkonsolidiert worden. Sie waren in der Gewinn- und Verlustrechnung als nicht fortgeführte Aktivitäten und in der Bilanz als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte/Schulden erfasst. Als solche weiterhin in unseren Zahlen enthalten ist die 49 %-Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE, die wir an E.ON abgeben wollen.

- Die von uns fortgeführten innogy-Aktivitäten – sie umfassen das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie die 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag – gehören zwar rechtlich vorübergehend zu E.ON, bleiben in der Finanzberichterstattung aber uns zugeordnet. Damit tragen sie weiterhin zum Ergebnis, zum Cash Flow und zur Verschuldung von RWE bei. Wir werden sie 2020 von E.ON übernehmen, sobald die formalen Voraussetzungen dafür geschaffen sind.

- Das Erneuerbare-Energien-Geschäft, das wir Ende September von E.ON erhalten haben, stellen wir im neu gebildeten Segment „Übernommene E.ON-Aktivitäten“ dar. Abweichend vom Zeitpunkt der rechtlichen Übertragung berücksichtigen wir es bereits seit dem 18. September 2019 in unseren Konzernzahlen. Die Anteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland, die uns die E.ON-Tochter PreussenElektra überlassen hat, erfassen wir mit Wirkung zum 30. September 2019 im Segment Braunkohle & Kernenergie.

Geschäftsjahr 2019: Konzernstruktur mit fünf Segmenten. In der Finanzberichterstattung für 2019 untergliedern wir den RWE-Konzern in fünf Segmente mit den folgenden Bezeichnungen: (1) Braunkohle & Kernenergie, (2) Europäische Stromerzeugung, (3) Energiehandel, (4) Fortgeführte innogy-Aktivitäten und (5) Übernommene E.ON-Aktivitäten. Die einzelnen Segmente setzen sich wie folgt zusammen:

- Braunkohle & Kernenergie: Hier erfassen wir unsere deutsche Stromerzeugung aus Braunkohle und Kernenergie sowie unsere Braunkohleförderung im Rheinland. Die operative Verantwortung für diese Aktivitäten liegt bei RWE Power. 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.

- Europäische Stromerzeugung: Dieses Segment umfasst unsere Stromerzeugung aus Gas, Steinkohle und Biomasse, deren regionaler Fokus auf Deutschland, Großbritannien und Benelux liegt. Ebenfalls darin enthalten sind 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 gesteuert.

- Energiehandel: Hier stellen wir das Geschäft von RWE Supply & Trading dar, deren Geschäftsaktivitäten auf Seite 30 f. dargestellt sind. Die Gesellschaft ist auf den Eigenhandel mit Commodities spezialisiert, fungiert als Zwischenhändler für Gas und beliefert Großkunden mit Energie. Außerdem übernimmt sie die Vermarktung des Stroms unserer Erzeugungsgesellschaften und die kommerzielle Optimierung des Kraftwerkseinsatzes; die mit den letztgenannten Aktivitäten erzielten Ergebnisbeiträge werden allerdings in den Segmenten Braunkohle & Kernenergie und Europäische Stromerzeugung ausgewiesen.

- Fortgeführte innogy-Aktivitäten: Hauptbestandteil dieses Segments ist das Erneuerbare-Energien-Geschäft von innogy. Das Unternehmen gehört zu den führenden Stromerzeugern aus regenerativen Quellen mit regionalem Fokus auf Europa, hier vor allem Deutschland und Großbritannien, sowie mit Startpositionen in Nordamerika und Australien. Bei den Energiequellen liegt der Schwerpunkt auf Windkraft, gefolgt von Wasserkraft und Photovoltaik. Zu den fortgeführten innogy-Aktivitäten zählen ferner die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie eine 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag.

- Übernommene E.ON-Aktivitäten: Hier stellen wir das Geschäft mit den erneuerbaren Energien dar, das wir von E.ON erhalten haben. Regional ist es auf Nordamerika und Europa konzentriert. Mit Abstand wichtigster Energieträger ist die Windkraft; hinzu kommen kleinere Aktivitäten auf dem Gebiet der Photovoltaik und Energiespeicherung. Nach seiner Übernahme im September 2019 haben wir das Geschäft unter dem Dach der 2018 gegründeten RWE Renewables GmbH gebündelt.

Konzerngesellschaften mit segmentübergreifenden Aufgaben wie die Holding RWE AG weisen wir unter „Sonstige, Konsolidierung" aus. Die Position enthält auch unseren 25,1 %-Anteil am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion. Außerdem sind Konsolidierungseffekte darin erfasst.

Erstanwendung von IFRS 16: Höhere Nettoschulden, höhere Abschreibungen. In der Berichterstattung über das Geschäftsjahr 2019 wenden wir erstmals den neuen Rechnungslegungsstandard IFRS 16 „Leasingverhältnisse" an. Demnach sind Leasingverhältnisse grundsätzlich in der Bilanz zu erfassen, es sei denn, sie sind kurzfristig (bis zwölf Monate) oder beziehen sich auf geringwertige Güter. Der Leasingnehmer hat für die geleasten Vermögenswerte ein Nutzungsrecht zu aktivieren und eine entsprechende Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes der künftigen Leasingzahlungen zu passivieren. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie auf Seite 115 im Anhang. Die geänderte Vorgehensweise führt zu einem Anstieg der Bilanzsumme und der Nettoschulden. In der Gewinn- und Verlustrechnung erhöhen sich die Abschreibungen und verschlechtert sich das Finanzergebnis; diesen Effekten stehen etwa gleich große Entlastungen beim bereinigten EBITDA gegenüber, sodass das Nettoergebnis nahezu unbeeinflusst bleibt. Die Vorjahreszahlen sind nicht angepasst worden.

Zukunftsbezogene Aussagen. Der vorliegende 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 §§ 289 f und 315d HGB.

1.7 Geschäftsentwicklung

Unser Geschäft entwickelte sich 2019 so erfolgreich, dass wir unsere Gewinnprognose im Jahresverlauf deutlich nach oben korrigieren konnten. Wir schlossen das Jahr mit einem bereinigten EBITDA von 2,5 Mrd. € – und damit weit über dem Vorjahresniveau. Das lag vor allem an unserer außergewöhnlich guten Performance im Energiehandel. Außerdem profitierten wir von der Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON und der Wiederaufnahme der Kapazitätsvergütungen für unsere britischen Kraftwerke. Stark verbessert hat sich nicht nur die Ertragslage, sondern auch die Emissionsbilanz von RWE: Unser CO_2-Ausstoß ist gegenüber 2018 um ein Viertel gesunken.

Ergebnisentwicklung 2019: Was wir prognostiziert und was wir erreicht haben

Prognose-Ist-Vergleich in Mio. €	Ist 2018	Ursprüngliche Prognose für 2019[1]	Angepasste Prognose für 2019[1]	Ist 2019	Angepasste Prognose eingetreten?
Bereinigtes EBITDA	1.538	1.400 – 1.700	2.200 – 2.500	2.489	√
Braunkohle & Kernenergie	356	300 – 400	300 – 400	374	√
Europäische Stromerzeugung	334	250 – 350	450 – 550	453	√
Energiehandel	183	100 – 300	deutlich über 300	702	√
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	699	800 – 900	800 – 900	833	√
Übernommene E.ON-Aktivitäten	–	–	200 – 300	253	√

1 Unsere erste Prognose für 2019 haben wir am 14. März 2019 im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 83 f. veröffentlicht. Danach ist der Ausblick zweimal aktualisiert worden. Die Tabellenspalte „Angepasste Prognose für 2019" gibt den Stand nach der letzten Anpassung wieder, den wir am 14. November 2019 in der Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019 auf Seite 16 veröffentlicht haben.

Stromerzeugung 13 % unter Vorjahr. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 153,2 Mrd. kWh Strom erzeugt. Davon entfielen 33 % auf den Energieträger Gas, 32 % auf Braunkohle, 9 % auf Steinkohle, 14 % auf Kernenergie und 11 % auf regenerative Quellen. Unsere Stromproduktion war um 13 % geringer als im Vorjahr. Den deutlichsten Rückgang verzeichneten wir bei unseren Braunkohlekraftwerken (– 18,9 Mrd. kWh). Eine Rolle spielte dabei, dass die Anlagen markt- und revisionsbedingt weniger am Netz waren und der vorläufige Rodungsstopp im Hambacher Forst unsere Braunkohleförderung beeinträchtigte. Hinzu kam, dass wir Ende September 2018 die Blöcke Niederaußem E und F (295 bzw. 299 MW) und ein Jahr später den Block Neurath C (292 MW) außer Betrieb genommen und in die gesetzliche Sicherheitsbereitschaft überführt haben. Außerdem lieferte der ungarische Stromproduzent Mátra keinen Beitrag zu unserer Erzeugung mehr, denn wir hatten unsere 51 %-Beteiligung an dem Unternehmen 2018 verkauft. Unsere Stromproduktion aus Steinkohle ist ebenfalls stark gesunken (– 13,2 Mrd. kWh). Auch hier kamen ungünstige Marktverhältnisse und revisionsbedingte Kraftwerksstillstände zum Tragen. Weitere Mengeneinbußen ergaben sich dadurch, dass wir unsere Mehrheitsbeteiligung am Kraftwerk Bergkamen veräußert und die Kohleverstromung im Gersteinwerk in Werne eingestellt haben (siehe Seite 47). Bei der Kernenergie (– 0,6 Mrd. kWh) führten Betriebsunterbrechungen für Revisionsarbeiten zu einem Rückgang der Produktion. Gestiegen ist dagegen die Stromerzeugung unserer Gaskraftwerke (+ 3,6 Mrd. kWh), die von günstigeren Marktbedingungen profitierten. Bei den erneuerbaren Energien verzeichneten wir ein noch deutlicheres Plus (+ 6,5 Mrd. kWh), das zum großen Teil den im September 2019 übernommenen E.ON-Aktivitäten zuzuordnen ist. Diese haben in den gut drei Monaten ihrer Zugehörigkeit zum RWE-Konzern 4,5 Mrd. kWh zur Stromerzeugung beigetragen. Hinzu kam, dass wir in unseren niederländischen Steinkohlekraftwerken Amer 9 und Eemshaven mit der Beifeuerung von Biomasse begonnen haben. Bei innogy schlug sich die Inbetriebnahme neuer Windkraftanlagen positiv nieder; zugleich führten günstige Wetterbedingungen zur verbesserten Auslastung bestehender Kapazitäten.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von Anbietern außerhalb des Konzerns. Im Berichtsjahr beliefen sich diese Bezüge auf 46,4 Mrd. kWh (Vorjahr: 49,0 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug ergeben zusammen ein Stromaufkommen von 199,6 Mrd. kWh (Vorjahr: 225,0 Mrd. kWh).

Stromerzeugung	Erneuerbare Energien		Pump-speicher, Batterien		Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Gesamt[1]	
in Mrd. kWh	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Braunkohle & Kernenergie	–	–	–	–	0,2	–	48,3	67,2	–	–	21,2	21,8	70,1	89,2
Europäische Stromerzeugung	2,2	1,1	1,8	2,1	50,6	47,2	–	–	14,2	27,4	–	–	68,9	78,0
Davon:														
Deutschland[2]	0,2	0,7	1,8	2,1	7,8	5,5	–	–	4,7	13,0	–	–	14,6	21,5
Großbritannien	0,4	0,4	–	–	33,5	33,2	–	–	0,7	0,5	–	–	34,6	34,1
Niederlande/Belgien	1,6	–	–	–	6,6	5,5	–	–	8,8	13,9	–	–	17,0	19,4
Türkei	–	–	–	–	2,7	3,0	–	–	–	–	–	–	2,7	3,0
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	9,7	8,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	9,7	8,8
Übernommene E.ON-Aktivitäten	4,5	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	4,5	–
RWE-Konzern	**16,4**	**9,9**	**1,8**	**2,1**	**50,8**	**47,2**	**48,3**	**67,2**	**14,2**	**27,4**	**21,2**	**21,8**	**153,2**	**176,0**

1 Inkl. Kapazitäten, die nicht den genannten Energieträgern zuzuordnen sind (z. B. Ölkraftwerke)
2 Inkl. Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; 2019 sind 3,6 Mrd. kWh bezogen worden (Vorjahr: 5,0 Mrd. kWh), davon 1,5 Mrd. kWh aus Steinkohlekraftwerken (Vorjahr: 2,3 Mrd. kWh).

Anstieg der Erzeugungsleistung durch das Tauschgeschäft mit E.ON. Ende 2019 verfügten wir über Stromerzeugungsanlagen mit einer Gesamtleistung von 42,9 GW. Damit nehmen wir in Europa eine führende Marktposition ein. In der Kapazitätszahl mit berücksichtigt sind Kraftwerke, die aus wirtschaftlichen Gründen vorübergehend vom Netz genommen wurden, und unsere fünf in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohleblöcke. Im Laufe des vergangenen Jahres hat sich unsere Erzeugungskapazität um 1,9 GW erhöht. Zuzuordnen ist das den erneuerbaren Energien, die Ende 2019 auf eine installierte Leistung von 9,2 GW kamen. Diese Zahl ist nach den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen ermittelt worden und weicht deshalb von der Angabe auf Seite 28 ab. Sie liegt um 5,3 GW über dem Vorjahreswert, was in erster Linie auf die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON zurückzuführen ist. Hinzu kommt, dass wir die niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven für die Mitverbrennung von Biomasse umgerüstet haben und dass neue Windkraftanlagen in Betrieb gegangen sind. Einen deutlichen Kapazitätsrückgang verzeichneten wir dagegen bei der Steinkohle. Hier sind 3,2 GW weggefallen. Ausschlaggebend dafür waren die Stilllegung von Aberthaw B in Wales und Teilen des Gersteinwerks sowie der Verkauf unserer 51 %-Beteiligung am Kraftwerk Bergkamen (siehe Seite 47). Auch die erwähnte Umrüstung von Amer 9 und Eemshaven für die Biomassenutzung minderte die ausgewiesenen Steinkohlekapazitäten.

Bezogen auf die Erzeugungskapazität ist Gas unser wichtigster Energieträger. Sein Anteil belief sich Ende 2019 auf 33 %. Dahinter folgen Braunkohle mit 24 % und die erneuerbaren Energien mit 21 %. Lässt man unsere fünf in die Sicherheitsbereitschaft überführten Braunkohleblöcke außer Betracht, liegen die regenerativen Stromquellen Wind, Wasser, Biomasse und Photovoltaik schon jetzt auf Platz 2 im RWE-Konzern. Eine detaillierte Übersicht über unsere Erzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien finden Sie auf der folgenden Seite.

Regionaler Schwerpunkt unseres Erzeugungsgeschäfts ist Deutschland: Hier befinden sich 55 % unserer installierten Leistung. Großbritannien und die Niederlande nehmen mit 21 bzw. 12 % die nächsten Plätze ein. Durch die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON sind die USA unser viertwichtigster Erzeugungsstandort geworden. Fast die Hälfte unserer Onshore-Windkraftanlagen befinden sich dort. Damit sind die Vereinigten Staaten zugleich unser größter Einzelmarkt bei den erneuerbaren Energien.

Stromerzeugungskapazität Stand: 31.12.2019, in MW	Erneuerbare Energien	Pumpspeicher, Batterien	Gas	Braun-kohle	Stein-kohle	Kern-energie	Gesamt[1]	Gesamt[1] 31.12.2018
Braunkohle & Kernenergie	7	–	400	10.255	–	2.770	13.459	13.459
Europäische Stromerzeugung	670	2.336	13.553	–	3.977	–	20.879	23.906
Davon:								
Deutschland[2]	55	2.336	3.767	–	2.341	–	8.538	9.872
Großbritannien	55	–	6.676	–	–	–	7.035	8.595
Niederlande/Belgien	560	–	2.323	–	1.636	–	4.519	4.652
Türkei	–	–	787	–	–	–	787	787
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	3.639	–	–	–	–	–	3.639	3.571
Übernommene E.ON-Aktivitäten	4.864	20	–	–	–	–	4.884	–
RWE-Konzern	**9.180**	**2.358[3]**	**13.953**	**10.255**	**3.977**	**2.770**	**42.863[3]**	**40.937[3]**

1 Inkl. Kapazitäten, die nicht den genannten Energieträgern zuzuordnen sind (z. B. Ölkraftwerke)
2 Inkl. Kapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; diese Anlagen kamen Ende 2019 – wie im Vorjahr – auf eine Nettoleistung von 2.986 MW; davon entfielen 783 MW auf Steinkohlekraftwerke.
3 Inkl. geringer Kapazitäten bei RWE Supply & Trading

Erzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energien Stand: 31.12.2019, in MW	Wind offshore	Wind onshore	Solar	Wasser	Biomasse	Gesamt	Gesamt 31.12.2018
Deutschland	597	666	2	435	6	1.706	1.366
Großbritannien	1.272	706	–	82	55	2.115	1.165
Niederlande	–	295	–	11	549	855	517
Polen	–	385	1	–	–	386	242
Spanien	–	447	–	12	–	459	459
Italien	–	475	–	–	–	475	90
USA	–	2.824	125	–	–	2.949	–
Andere Länder	48	126	–	61	–	235	73
RWE-Konzern	**1.917**	**5.924**	**128**	**601**	**610**	**9.180**	**3.912**

Deutlicher Rückgang der CO_2-Emissionen. Im vergangenen Jahr emittierten unsere Kraftwerke 88,1 Mio. Tonnen Kohlendioxid. Das sind 29,9 Mio. Tonnen bzw. 25 % weniger als 2018. Ausschlaggebend dafür war, dass wir wesentlich weniger Braunkohle und Steinkohle verstromt haben. Verringert haben sich nicht nur die absoluten, sondern auch die spezifischen Emissionen, d. h. der CO_2-Ausstoß je erzeugte Megawattstunde Strom. Dieser ist von 0,67 auf 0,58 Tonnen gesunken.

Fast alle Emissionsrechte, die wir benötigen, kaufen wir am Markt ein. Denn seit Beginn der dritten Emissionshandelsperiode am 1. Januar 2013 teilen die Staaten Westeuropas den Energieversorgern CO_2-Zertifikate nur noch in Ausnahmefällen kostenfrei zu. Von unseren Emissionen in EU-Ländern (87,1 Mio. Tonnen) konnten wir im Berichtsjahr nur 1,1 Mio. Tonnen durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken.

Emissionsbilanz	CO_2-Ausstoß		Kostenlos zugeteilte CO_2-Zertifikate		Unterausstattung mit CO_2-Zertifikaten	
in Mio. Tonnen CO_2	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Braunkohle & Kernenergie	57,7	79,4	0,6	0,7	57,1	78,7
Europäische Stromerzeugung	30,4	38,6	0,5	0,6	28,9	36,9
Davon:						
Deutschland[1]	7,4	13,0	0,5	0,6	6,9	12,4
Großbritannien	12,9	12,4	–	–	12,9	12,4
Niederlande/Belgien	9,1	12,1	–	–	9,1	12,1
Türkei[2]	1,0	1,1	–	–	–	–
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	–	–	–	–	–	–
Übernommene E.ON-Aktivitäten	–	–	–	–	–	–
RWE-Konzern	**88,1**	**118,0**	**1,1**	**1,3**	**86,0**	**115,6**

1 Inkl. Zahlen für Erzeugungskapazitäten, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können; 2019 emittierten diese Anlagen 1,3 Mio. Tonnen CO_2 (Vorjahr: 2,0 Mio. Tonnen).
2 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für den dortigen CO_2-Ausstoß keine Emissionsrechte.

64,8 Mio. Tonnen Braunkohle gefördert. Unsere Erzeugungsgesellschaften beziehen die in ihren Kraftwerken eingesetzten Rohstoffe entweder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Braunkohle gewinnen wir in eigenen Tagebauen. In unserem Abbaugebiet westlich von Köln, dem Rheinischen Revier, haben wir im vergangenen Jahr 64,8 Mio. Tonnen gefördert. Damit blieben wir um 21,5 Mio. Tonnen hinter dem Vorjahreswert zurück, u. a. wegen des Rodungsstopps im Hambacher Forst und der dadurch entstandenen Beeinträchtigung unserer Tagebauaktivitäten. Mit 53,8 Mio. Tonnen haben wir den Großteil der gewonnenen Braunkohle für die Stromerzeugung eingesetzt. Die übrigen Mengen sind zur Herstellung von Veredlungsprodukten (z. B. Braunkohlebriketts) und in geringem Umfang auch zur Erzeugung von Prozessdampf und Fernwärme verwendet worden.

Strom- und Gasabsatz unter Vorjahr. Im vergangenen Jahr haben wir 192,0 Mrd. kWh Strom und 56,6 Mrd. kWh Gas verkauft; 2018 waren es 216,1 bzw. 67,0 Mrd. kWh gewesen. Die Geschäfte wurden größtenteils im Segment Energiehandel getätigt. Beim Strom verzeichneten wir einen Rückgang um 11 %, der maßgeblich darauf beruht, dass unsere Erzeugung gesunken ist und RWE Supply & Trading deshalb weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt absetzen konnte. Unsere Gaslieferungen sanken um 16 %. Hauptgrund dafür ist, dass wir Gasverkäufe von RWE Supply & Trading in Tschechien wegen der Entkonsolidierung unseres dortigen Großabnehmers innogy nur noch als reine Handelstransaktionen klassifizieren. Die Umstellung erfolgte mit Wirkung zum 1. Juli 2019. Die betroffenen Geschäfte werden seither weder im Absatz noch im Umsatz berücksichtigt.

Außenumsatz[1] in Mio. €	2019	2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	1.003	1.132	–129
Europäische Stromerzeugung	1.062	925	137
Energiehandel	9.514	10.208	–694
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	1.164	1.124	40
Übernommene E.ON-Aktivitäten	374	–	374
Sonstige, Konsolidierung	8	17	–9
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	**13.125**	**13.406**	**–281**
Erdgas-/Stromsteuer	152	141	11
RWE-Konzern	**13.277**	**13.547**	**–270**

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften (siehe Seite 98 im Anhang)

Außenumsatz nach Produkten[1] in Mio. €	2019	2018	+/–
Stromerlöse	**10.272**	**10.121**	**151**
Davon:			
Braunkohle & Kernenergie	282	303	–21
Europäische Stromerzeugung	620	542	78
Energiehandel	8.259	8.478	–219
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	869	799	70
Übernommene E.ON-Aktivitäten	242	–	242
Gaserlöse	**1.156**	**1.547**	**–391**
Davon:			
Europäische Stromerzeugung	12	17	–5
Energiehandel	1.094	1.484	–390
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	50	47	3
Sonstige Erlöse	**1.697**	**1.738**	**–41**
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	**13.125**	**13.406**	**–281**

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften (siehe Seite 98 im Anhang). Wegen Geringfügigkeit nicht gesondert ausgewiesen sind Stromerlöse unter „Sonstige, Konsolidierung".

Leicht gesunkener Außenumsatz. Der konzernexterne Umsatz belief sich 2019 auf 13.125 Mio. € (ohne Erdgas- und Stromsteuer). Das sind 2 % weniger als im Vorjahr. Der Rückgang ist in erster Linie den Gaserlösen zuzuordnen, die sich um 25 % auf 1.156 Mio. € verringert haben. Wie bereits erläutert, werden die Gasverkäufe von RWE Supply & Trading in Tschechien seit 1. Juli 2019 als reine Handelstransaktionen und damit nicht mehr im Umsatz erfasst. Mit unserem Hauptprodukt Strom erwirtschafteten wir Erlöse von 10.272 Mio. €. Damit lagen wir geringfügig über dem Vorjahreswert. Hintergrund ist, dass RWE Supply & Trading bei Stromverkäufen am Großhandelsmarkt höhere Preise realisiert hat, während der Rückgang der Verkaufsmengen gegenläufig wirkte.

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	2019	2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	374	356	18
Europäische Stromerzeugung[1]	453	334	119
Energiehandel	702	183	519
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	833	699	134
Übernommene E.ON-Aktivitäten	253	–	253
Sonstige, Konsolidierung	–126	–34	–92
RWE-Konzern	**2.489**	**1.538**	**951**

1 Im Berichtsjahr entfielen auf Großbritannien 368 Mio. € (Vorjahr: 102 Mio. €).

Bereinigtes EBITDA um 62 % gestiegen. Unser bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) belief sich auf 2.489 Mio. €. Damit lagen wir am oberen Rand der im November 2019 prognostizierten Bandbreite von 2,2 bis 2,5 Mrd. € (siehe Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019, Seite 16). In unserer ersten Ergebnisprognose vom März 2019 hatten wir das bereinigte EBITDA noch auf 1,4 bis 1,7 Mrd. € veranschlagt (siehe Geschäftsbericht 2018, Seite 83 f.). Diese Erwartung haben wir weit übertroffen. Eine wichtige Rolle spielte dabei, dass wir im Handelsgeschäft außergewöhnlich erfolgreich waren. Außerdem profitierten wir von der Wiedereinsetzung des britischen Kapazitätsmarktes und der Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON: Diese beiden Effekte hatten wir bei Aufstellung der ersten Prognose ausgeklammert. Gegenüber dem Vorjahr hat sich unser bereinigtes EBITDA um 62 % erhöht. Dazu haben die bereits genannten Faktoren maßgeblich beigetragen. Hinzu kam, dass die fortgeführten innogy-Aktivitäten erwartungsgemäß deutlich über Vorjahr abschlossen.

In den Segmenten zeigte sich folgende Entwicklung:

- Braunkohle & Kernenergie: Das bereinigte EBITDA lag hier bei 374 Mio. € und damit im prognostizierten Korridor von 300 bis 400 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahr hat es sich um 5 % erhöht. Positiv wirkte sich aus, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen etwas höheren Großhandelspreis erzielten als 2018. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Auch der Erwerb der Minderheitsanteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland trug zum Ergebnisanstieg bei. Dem standen Belastungen aus wartungsbedingten Kraftwerksstillständen und dem vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst gegenüber.

- Europäische Stromerzeugung: In diesem Segment erzielten wir ein bereinigtes EBITDA von 453 Mio. €. Die im März 2019 prognostizierte Bandbreite von 250 bis 350 Mio. € wurde damit deutlich übertroffen. Das ergab sich aus der Wiedereinsetzung des britischen Kapazitätsmarktes. Dadurch wurden uns Prämien, die während der Stillhaltephase einbehalten worden waren, nachträglich ausbezahlt. Obwohl wir die Mittel erst Anfang 2020 erhalten haben, war die Rückerstattung bereits im Berichtsjahr ergebniswirksam. Im ursprünglichen Ausblick für 2019 hatten wir das nicht eingeplant. Die Rückerstattung war auch ausschlaggebend dafür, dass das bereinigte EBITDA des Segments um 36 % über dem Vorjahreswert lag. Allerdings gab es auch negative Effekte, u. a. aus stark verringerten Margen und Einsatzzeiten unserer Steinkohlekraftwerke.

- Energiehandel: Hier erzielten wir ein bereinigtes EBITDA von 702 Mio. €. Der ursprünglich prognostizierte Korridor von 100 bis 300 Mio. € wurde damit weit überschritten. Gleiches gilt für den Vorjahreswert (183 Mio. €). Ausschlaggebend dafür war eine außergewöhnlich gute Handelsperformance. Das Gas- und LNG-Geschäft der RWE Supply & Trading entwickelte sich ebenfalls erfreulich. Im Vorjahresvergleich machte sich außerdem der Wegfall einer Belastung bemerkbar, die sich 2018 aus einer Wertberichtigung auf eine Beteiligung ergeben hatte.

- Fortgeführte innogy-Aktivitäten: Das bereinigte EBITDA des bei RWE verbleibenden innogy-Geschäfts lag mit 833 Mio. € in der erwarteten Bandbreite von 800 bis 900 Mio. €. Gegenüber 2018 hat es sich um 19 % erhöht. Eine Rolle spielte dabei, dass die Windparks von innogy aufgrund der Wetterverhältnisse insgesamt besser ausgelastet waren als 2018. Bei den Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht mit festen Einspeisevergütungen gefördert werden, führten höhere realisierte Strompreise zu Ertragssteigerungen. Auch der fortgesetzte Ausbau der Windkraftkapazitäten schlug sich positiv im Ergebnis nieder.

- Übernommene E.ON-Aktivitäten: Das von E.ON auf RWE übertragene Erneuerbare-Energien-Geschäft wird seit dem 18. September 2019 in unsere Konzernzahlen einbezogen. In den dreieinhalb Monaten bis Jahresende erwirtschaftete es ein bereinigtes EBITDA von 253 Mio. €. Damit bestätigte sich unsere Prognose vom November 2019, die einen Wert von 200 bis 300 Mio. € vorsah. In unserem Ausblick vom März 2019 war die Übernahme des E.ON-Geschäfts noch nicht berücksichtigt gewesen.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	2019	2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	12	77	– 65
Europäische Stromerzeugung[1]	132	37	95
Energiehandel	691	177	514
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	443	349	94
Übernommene E.ON-Aktivitäten	116	–	116
Sonstige, Konsolidierung	– 127	– 21	– 106
RWE-Konzern	**1.267**	**619**	**648**

1 Im Berichtsjahr entfielen auf Großbritannien 198 Mio. € (Vorjahr: – 48 Mio. €).

Bereinigtes EBIT mehr als doppelt so hoch wie 2018. Das bereinigte EBITDA abzüglich der betrieblichen Abschreibungen ergibt das bereinigte EBIT. Dieses lag mit 1.267 Mio. € innerhalb der Bandbreite von 1,1 bis 1,4 Mrd. €, die wir im November 2019 prognostiziert hatten. Der ursprünglich erwartete Korridor von 0,4 bis 0,7 Mrd. € wurde deutlich überschritten. Die Abweichung ist auf die gleichen Faktoren zurückzuführen wie beim bereinigten EBITDA. Gegenüber 2018 (619 Mio. €) hat sich das bereinigte EBIT mehr als verdoppelt.

Überleitung zum Nettoergebnis: Positiver Einmaleffekt durch Tauschgeschäft mit E.ON. Die Überleitung vom bereinigten EBIT zum Nettoergebnis war durch Effekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON geprägt. Am meisten ins Gewicht fiel der Buchgewinn von 8,3 Mrd. €, der durch die Entkonsolidierung des Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy und der Beteiligung an IGH entstand. Er gab den Ausschlag dafür, dass wir das Geschäftsjahr 2019 mit einem ungewöhnlich hohen Nettoergebnis abschlossen.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2019	2018	+/–
Veräußerungsergebnis	48	– 25	73
Ergebniseffekte aus Derivaten	81	– 146	227
Sonstige	– 1.210	10	– 1.220
Neutrales Ergebnis	**– 1.081**	**– 161**	**– 920**

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Effekte erfassen, war mit – 1.081 Mio. € wesentlich niedriger als 2018 (– 161 Mio. €). Seine Einzelpositionen stellen sich wie folgt dar:

- Durch Veräußerungen von Beteiligungen und Vermögenswerten erzielten wir ein Ergebnis von 48 Mio. € (Vorjahr: – 25 Mio. €). Maßgeblich dafür waren Buchgewinne aus dem Verkauf des belgischen Gaskraftwerks Inesco und nicht mehr benötigter Immobilien.

- Die Bewertung von Derivaten schlug mit 81 Mio. € zu Buche (Vorjahr: – 146 Mio. €). Solche Ergebniseffekte sind jedoch nur temporär. Sie entstehen u. a. dadurch, dass Finanzinstrumente zur Absicherung von Preisrisiken gemäß IFRS mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren sind, während die abgesicherten Grundgeschäfte erst bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen.

- Das unter „Sonstige" ausgewiesene Ergebnis lag bei – 1.210 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €). Darin ist ein Großteil der Belastungen verarbeitet, die sich aus dem deutschen Braunkohleausstieg ergeben werden. Außerplanmäßige Abschreibungen auf Kraftwerke und Tagebaue und Zuführungen zu den Bergbaurückstellungen mindern das Ergebnis um 2.087 Mio. €. Außerdem wurden 347 Mio. € für sozialverträglichen Personalabbau zurückgestellt. Gegenläufig wirkt unser Entschädigungsanspruch gegenüber dem Bund in Höhe von 2,6 Mrd. €, den wir ebenfalls im neutralen Ergebnis erfasst haben. Die erwartete frühzeitige Stilllegung deutscher Steinkohlekraftwerke machte Rückstellungszuführungen und außerplanmäßige Abschreibungen in Gesamthöhe von

432 Mio. € erforderlich, denen aber Zuschreibungen auf Gaskraftwerke und ein Pumpspeicherwerk in Höhe von 363 Mio. € gegenüberstanden. Der gesetzliche Kohleausstieg in den Niederlanden wurde mit außerplanmäßigen Kraftwerksabschreibungen von 693 Mio. € berücksichtigt. Eine weitere Wertberichtigung betraf den deutschen Offshore-Windpark Nordsee Ost. Dieser war einem Werthaltigkeitstest unterzogen worden, weil die Insolvenz eines Dienstleisters eine grundlegende Überarbeitung des Instandhaltungskonzepts erforderlich gemacht hatte. Die Überprüfung führte zu einer Abschreibung von 225 Mio. €. Dabei wurde mit berücksichtigt, dass der 2015 fertiggestellte Windpark nach dem sogenannten Stauchungsmodell gefördert wird, das eine sehr hohe, aber auf acht Jahre begrenzte Anfangsvergütung vorsieht. Der beizulegende Wert des Windparks verringert sich daher schneller, als es die lineare Abschreibung gemäß IFRS widerspiegelt.

Finanzergebnis in Mio. €	2019	2018	+/–
Zinserträge	185	166	19
Zinsaufwendungen	–258	–180	–78
Zinsergebnis	**–73**	**–14**	**–59**
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	–881	–264	–617
Übriges Finanzergebnis	16	–131	147
Finanzergebnis	**–938**	**–409**	**–529**

Unser Finanzergebnis betrug – 938 Mio. €. Gegenüber 2018 hat es sich um 529 Mio. € verschlechtert. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis ist um 59 Mio. € auf – 73 Mio. € zurückgegangen, weil die Zinsaufwendungen gestiegen sind. Dazu hat u. a. die Erstanwendung von IFRS 16 beigetragen (siehe Seite 50). Außerdem sind in den Zinsaufwendungen Gebühren erfasst, die 2019 bei der Aufstockung unserer Kreditlinie anfielen.

- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen minderten das Ergebnis um 881 Mio. € und damit stärker als im Vorjahr (– 264 Mio. €). Hauptursache dafür ist, dass der Realabzinsungssatz zur Berechnung der Bergbaurückstellungen gesenkt werden musste und der damit verbundene Anstieg der Verpflichtungsbarwerte zum Teil als Aufwand in den Zinsanteilen berücksichtigt wird. Grund der Zinsanpassung ist die erwartete vorzeitige Beendigung der Braunkohleverstromung im Rahmen des deutschen Kohleausstiegs.

- Das „übrige Finanzergebnis" verbesserte sich auf 16 Mio. € (Vorjahr: – 131 Mio. €). Eine Ursache dafür war, dass wir mit unserem Wertpapierportfolio Kursgewinne erzielten, nachdem im Vorjahr Kursverluste entstanden waren.

Aufgrund der Belastungen im neutralen Ergebnis und im Finanzergebnis weisen wir ein negatives Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern von – 752 Mio. € aus (Vorjahr: 49 Mio. €). Damit geht ein Steuerertrag von 92 Mio. € einher. Dieser Wert ist niedriger, als bei der (theoretischen) Normalsteuerquote zu erwarten gewesen wäre. Grund: Wir haben im Organkreis der RWE AG keine latenten Steuern aktiviert, soweit ihnen nicht latente Steuerverbindlichkeiten gegenüberstanden, denn wir können die latenten Steueransprüche wohl auf absehbare Zeit nicht nutzen. Gegenläufig wirkte, dass wir unsere steuerliche Risikovorsorge reduziert haben. Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von – 660 Mio. € (Vorjahr: – 54 Mio. €).

Das Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten, die das Netz- und Vertriebsgeschäft von innogy sowie die Beteiligungen an IGH und VSE umfassen, betrug 9.816 Mio. € (Vorjahr: 1.127 Mio. €). Der hohe Wert ergibt sich dadurch, dass wir diese Aktivitäten mit Ausnahme der VSE-Beteiligung im September 2019 verkauft haben und dabei einen Entkonsolidierungserfolg von 8.258 Mio. € erzielten. Die veräußerten Aktiva waren in der Konzernbilanz mit historischen Buchwerten erfasst, während sich die Kaufpreise an den zumeist deutlich höheren Marktwerten orientierten. Das Ergebnis aus dem laufenden Geschäft der nicht

Überleitung zum Nettoergebnis in Mio. €	2019	2018	+/–
Bereinigtes EBITDA	**2.489**	**1.538**	**951**
Betriebliche Abschreibungen	–1.222	–919	–303
Bereinigtes EBIT	**1.267**	**619**	**648**
Neutrales Ergebnis	–1.081	–161	–920
Finanzergebnis	–938	–409	–529
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**–752**	**49**	**–801**
Ertragsteuern	92	–103	195
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	**–660**	**–54**	**–606**
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	9.816	1.127	8.689
Ergebnis	**9.156**	**1.073**	**8.083**
Davon:			
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	643	679	–36
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	15	59	–44
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	**8.498**	**335**	**8.163**

fortgeführten Aktivitäten lag bei 1.558 Mio. €. Das ist wesentlich mehr als im Vorjahr, obwohl nur VSE mit vollen zwölf Monaten zum Konzernergebnis 2019 beitrug. Der Anstieg ergibt sich aus den IFRS-Rechnungslegungsvorschriften: Danach durften wir bei den nicht fortgeführten Aktivitäten seit Beginn ihres gesonderten Ausweises zum 30. Juni 2018 keine Abschreibungen mehr berücksichtigen.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter sind um 36 Mio. € auf 643 Mio. € gesunken. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass sich das Nachsteuerergebnis der fortgeführten innogy-Aktivitäten verringert hat. Damit sanken auch die Ergebnisanteile, die Minderheitsgesellschaftern dieser Aktivitäten zuzuordnen sind.

Die Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber von RWE beliefen sich auf 15 Mio. € (Vorjahr: 59 Mio. €). Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten für unsere Hybridanleihe über 750 Mio. £, die wir zum 20. März 2019 abgelöst haben. Diese 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.

Aufgrund der dargestellten Entwicklungen schlossen wir mit einem außergewöhnlich hohen Nettoergebnis von 8.498 Mio. € ab (Vorjahr: 335 Mio. €). Bei 614,7 Mio. ausstehenden RWE-Aktien entspricht das einem Ergebnis je Aktie von 13,82 € (Vorjahr: 0,54 €).

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2019	2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	342	230	112
Europäische Stromerzeugung	252	245	7
Energiehandel	11	13	–2
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	1.215	592	623
Übernommene E.ON-Aktivitäten	267	–	267
Sonstige, Konsolidierung	3	–1	4
RWE-Konzern	**2.090**	**1.079**	**1.011**

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2019	2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	78	–	78
Europäische Stromerzeugung	2	4	–2
Energiehandel	68	37	31
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	23	141	–118
Übernommene E.ON-Aktivitäten	20	–	20
Sonstige, Konsolidierung	7.557	–1	7.558
RWE-Konzern	**7.748**	**181**	**7.567**

Stark erhöhte Investitionen wegen des Tauschgeschäfts mit E.ON. Unsere Investitionen fielen mit 9.838 Mio. € außerordentlich hoch aus (Vorjahr: 1.260 Mio. €). Ausschlaggebend dafür war das Tauschgeschäft mit E.ON. Unsere Finanzanlageinvestitionen erreichten dadurch ein Volumen von 7.748 Mio. € (Vorjahr: 181 Mio. €). Davon entfielen 4,0 Mrd. € auf den Erwerb der 16,7 %-Beteiligung an unserem Tauschpartner E.ON und 3,6 Mrd. € auf die Übernahme seines Erneuerbare-Energien-Geschäfts. Wie erwartet sind auch unsere Investitionen in Sachanlagen stark angestiegen. Mit 2.090 Mio. € waren sie fast doppelt so hoch wie 2018. Zurückzuführen ist das u. a. auf den Bau des britischen Offshore-Windparks Triton Knoll und des australischen Solarkraftwerks Limondale. Nähere Informationen über die beiden Großprojekte von innogy finden Sie im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 38. Auch die Einbeziehung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON und Maßnahmen zur Instandhaltung von Kraftwerken trugen zum Anstieg der Sachinvestitionen bei. Daneben machte sich die Erstanwendung von IFRS 16 bemerkbar: Sie hatte zur Folge, dass Nutzungsrechte für geleaste Vermögenswerte aktiviert wurden.

Mitarbeiter[1]	31.12.2019	31.12.2018	+/–
Braunkohle & Kernenergie	11.150	11.292	– 142
Europäische Stromerzeugung	2.927	2.738	189
Energiehandel	1.337	1.267	70
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	2.505	2.192	313
Übernommene E.ON-Aktivitäten	1.559	–	1.559
Sonstige[2]	314	259	55
RWE-Konzern	**19.792**	**17.748**	**2.044**

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen
2 Die Position umfasst ausschließlich die Beschäftigten der Holdinggesellschaft RWE AG.

Deutlicher Anstieg der Mitarbeiterzahl durch Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON. Zum 31. Dezember 2019 beschäftigte der RWE-Konzern mit seinen fortgeführten Aktivitäten 19.792 Mitarbeiter, davon 15.056 an deutschen und 4.736 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber Ende 2018 hat sich der Personalbestand um 2.044 Mitarbeiter erhöht. Ausschlaggebend dafür war die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON. Dadurch haben wir 1.559 Mitarbeiter hinzugewonnen, davon 763 in den USA. Rein operativ, also ohne Effekte aus Unternehmenskäufen oder -verkäufen, ist die Zahl unserer Mitarbeiter um 485 gestiegen. Ein wichtiger Faktor dabei war der Ausbau der Offshore-Windkraftkapazitäten von innogy. Im Personalbestand nicht erfasst sind unsere Auszubildenden. Ende 2019 erlernten bei uns 701 junge Menschen einen Beruf; ein Jahr zuvor waren es 666 gewesen.

1.8 Finanz- und Vermögenslage

Das Tauschgeschäft mit E.ON hat RWE finanziell robuster gemacht. Die Entkonsolidierung der Netz- und Vertriebsaktivitäten von innogy war ausschlaggebend dafür, dass sich unsere Nettoschulden 2019 um mehr als die Hälfte auf 9,3 Mrd. € verringert haben. Positiv wirkte sich das Tauschgeschäft auch auf die Eigenkapitalquote aus: Sie ist um 9,4 Prozentpunkte auf 27,2 % gestiegen. Unsere solide Finanz- und Vermögenslage spiegelt sich in den Ratings durch Moody's und Fitch wider: Beide Agenturen bescheinigen uns eine Bonität der Kategorie „Investment Grade".

Verantwortlichkeit für die Mittelbeschaffung. Die Zuständigkeit für die Finanzierung im RWE-Konzern liegt seit dem Verkauf unserer innogy-Beteiligung wieder allein bei der RWE AG. Obwohl wir die Mehrheit an innogy hielten, war die Gesellschaft operativ eigenständig und kümmerte sich dementsprechend auch um die Finanzierung der von ihr verantworteten Aktivitäten. Als Konzernmutter obliegt es der RWE AG, Finanzmittel bei Banken oder am Geld- und Kapitalmarkt zu beschaffen. Tochtergesellschaften nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf, etwa dann, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die RWE AG wird außerdem koordinierend tätig, wenn Konzerngesellschaften Haftungsverhältnisse eingehen. 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. Wir decken unseren Finanzbedarf zum großen Teil durch Einnahmen aus dem operativen Geschäft. Darüber hinaus verfügen wir über eine breite Palette von Instrumenten für die Beschaffung von Fremdmitteln:

- Unser Debt-Issuance-Programm (DIP) bietet uns Spielraum für die langfristige Fremdfinanzierung am Kapitalmarkt. Ein DIP ist ein Rahmenprospekt für die flexible Begebung von Anleihen. Mit unserem aktuellen Programm können wir bis zu 10 Mrd. € aufnehmen. Seit 2015 hat die RWE AG allerdings keine Anleihe mehr emittiert.

- Für die kurzfristige Refinanzierung steht uns ein Commercial-Paper-Programm zur Verfügung. Es erlaubt uns, Mittel im Gegenwert von 5 Mrd. US$ am Geldmarkt zu beschaffen. Im Laufe des vergangenen Geschäftsjahres haben wir diesen Rahmen nur zum Teil ausgeschöpft: Zeitweise standen Commercial Paper über maximal 3,4 Mrd. € aus.

- Darüber hinaus können wir auf eine syndizierte Kreditlinie zurückgreifen, die der Liquiditätssicherung dient. Unseren Kreditrahmen haben wir uns im April 2019 durch Abschluss einer neuen Vereinbarung von 3 auf 5 Mrd. € aufstocken lassen. Dazu hat uns die Transaktion mit E.ON bewogen, denn durch sie vergrößert sich das von uns verantwortete operative Geschäft. Die neue Kreditlinie wird uns von einem Konsortium aus 27 internationalen Banken gewährt. Sie besteht aus zwei Tranchen: eine über 3 Mrd. € mit einer Laufzeit von fünf Jahren und eine über 2 Mrd. € mit zweijähriger Laufzeit. Mit dem Einverständnis der Banken kann die erstgenannte Tranche zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden. Bei der zweiten Tranche besteht diese Option für ein Jahr, ohne dass es einer Zustimmung durch die Banken bedarf. Bisher hat RWE die syndizierte Kreditlinie nicht in Anspruch genommen.

Anleihevolumen auf 1,1 Mrd. € gesunken. Zum 31. Dezember 2019 standen RWE-Anleihen im Gesamtwert von 1,1 Mrd. € aus. Dabei handelte es sich im Wesentlichen um drei Hybridanleihen: eine über 539 Mio. € (Kupon: 2,75 %; frühestmögliche Kündigung: Oktober 2020), eine über 282 Mio. € (3,5 %; April 2025) und eine über 317 Mio. US$ (6,625 %; März 2026). Wegen vorzeitiger Rückkäufe im Oktober 2017 liegen die Beträge unter den Emissionsvolumina (700 Mio. €, 550 Mio. € und 500 Mio. US$). Eine vierte Hybridanleihe mit einem Kupon von 7 % und einem Nominalwert von 750 Mio. £ haben wir am 20. März 2019 zum frühestmöglichen Zeitpunkt abgelöst, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen. Daher war das Anleihevolumen der RWE AG am Bilanzstichtag deutlich niedriger als Ende 2018 (1,9 Mrd. €).

Kreditrating der RWE AG (Stand: 31.12.2019)	Moody's	Fitch
Langfristige Finanzschulden		
Senior-Anleihen	Baa3	BBB
Nachrangige Anleihen (Hybridanleihen)	Ba2	BB+
Kurzfristige Finanzschulden	P-3	F2
Ausblick	stabil	stabil

Fremdkapitalkostensatz auf 1,4 % gesunken. Der Kostensatz für die Fremdfinanzierung von RWE lag 2019 bei 1,4 %. Ermittelt wurde er für den jahresdurchschnittlichen Bestand unserer Verbindlichkeiten aus Anleihen, Commercial Paper und Bankkrediten. Die im März 2019 abgelöste Hybridanleihe über 750 Mio. £ blieb hier unberücksichtigt, da sie nach IFRS dem Eigenkapital zuzurechnen war. Gegenüber 2018 (2,9 %) hat sich der Kapitalkostensatz deutlich verringert. Hintergrund ist, dass wir uns im Berichtsjahr verstärkt mit zinsgünstigen Commercial Paper refinanziert haben.

Solides Kreditrating der Kategorie „Investment Grade". Wie hoch unsere Fremdfinanzierungskosten sind, hängt u. a. davon ab, wie unabhängige Ratingagenturen unsere Bonität beurteilen. Im Auftrag von uns nehmen Moody's und Fitch solche Einschätzungen vor. Moody's benotet unsere langfristige Kreditwürdigkeit mit „Baa3"; diese Bewertung ist im Oktober 2019 nach eingehender Prüfung bekräftigt worden. Unser Rating durch Fitch fällt mit „BBB" sogar um eine Stufe besser aus. Beide Häuser bescheinigen uns damit eine Bonität der Kategorie „Investment Grade" – bei jeweils stabilem Ausblick.

Kapitalflussrechnung[1] in Mio. €	2019	2018	+/–
Funds from Operations	1.809	138	1.671
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	–2.786	4.473	–7.259
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**–977**	**4.611**	**–5.588**
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**474**	**–2.999**	**3.473**
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	**189**	**–1.559**	**1.748**
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	13	13	–
Veränderung der flüssigen Mittel	**–301**	**66**	**–367**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	–977	4.611	–5.588
Abzüglich Investitionen[2]	–1.771	–1.246	–525
Zuzüglich Desinvestitionen/Anlagenabgänge[2]	695	74	621
Free Cash Flow	**–2.053**	**3.439**	**–5.492**

1 Sämtliche Positionen beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten.
2 Erfasst sind nur zahlungswirksame Vorgänge.

Operativer Cash Flow: Hohe Belastungen aus der Realisierung von Commodity-Termingeschäften. Trotz der stark verbesserten operativen Ertragslage erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten einen negativen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit von – 977 Mio. € (Vorjahr: 4.611 Mio. €). Maßgeblich dafür waren Vorgänge, die sich in der Veränderung des Nettoumlaufvermögens widerspiegeln. Beispielsweise gab es im Berichtszeitraum erhebliche Mittelabflüsse aus der Realisierung von Commodity-Termingeschäften, für die wir vor 2019 hohe Variation Margins vereinnahmt hatten. Variation Margins sind 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 spätestens dann um, wenn die Termingeschäfte fällig werden.

Die Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten erbrachte per saldo einen Mittelzufluss von 474 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren Einnahmen aus der Veräußerung von Wertpapieren, während Investitionen in Sach- und Finanzanlagen gegenläufig wirkten. Im Vorjahr hatte es einen Mittelabfluss von 2.999 Mio. € gegeben, der u. a. auf umfangreiche Wertpapierkäufe zurückzuführen war.

Der Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten betrug 189 Mio. € (Vorjahr: – 1.559 Mio. €). Im Berichtsjahr haben wir mehr Finanzschulden aufgenommen als getilgt. Dadurch ergab sich ein Nettozufluss von 1.678 Mio. €. Gegenläufig wirkte die Ablösung der nicht in den Finanzschulden erfassten Hybridanleihe über 750 Mio. £, durch die umgerechnet 869 Mio. € abgeflossen sind. Unsere Ausschüttungen an RWE-Aktionäre, Hybridkapitalgeber und Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften summierten sich auf 560 Mio. €.

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit hat sich unser Liquiditätsbestand per saldo um 301 Mio. € verringert.

Unser Free Cash Flow lag mit – 2.053 Mio. € weit unter dem hohen Vorjahreswert (3.439 Mio. €). Hauptursache dafür ist die Verschlechterung beim operativen Cash Flow.

Nettoschulden in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018	+/–
Flüssige Mittel	3.192	3.523	– 331
Wertpapiere	3.523	3.863	– 340
Sonstiges Finanzvermögen	4.983	2.809	2.174
Finanzvermögen	**11.698**	**10.195**	**1.503**
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	2.466	1.657	809
Währungskurssicherung von Anleihen	7	12	– 5
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	3.268	1.107	2.161
Finanzverbindlichkeiten	**5.741**	**2.776**	**2.965**
Korrektur beim Hybridkapital	– 562	– 88	– 474
Zuzüglich 50 % des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	–	470	– 470
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	– 562	– 558	– 4
Nettofinanzvermögen (inkl. Korrektur beim Hybridkapital)	**6.519**	**7.507**	**– 988**
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.446	3.287	159
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	– 153	– 213	60
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.723	5.944	779
Bergbaubedingte Rückstellungen	4.618	2.516	2.102
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	951	362	589
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	**9.066**	**4.389**	**4.677**
Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten	**232**	**14.950**	**– 14.718**
Nettoschulden	**9.298**	**19.339**	**– 10.041**

Deutlicher Schuldenrückgang durch Entkonsolidierung des Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy. Unsere Nettoschulden beliefen sich zum 31. Dezember 2019 auf 9,3 Mrd. €. Gegenüber dem Stand zum Vorjahresende haben sie sich um 10,0 Mrd. € verringert. Eine Schlüsselrolle spielt dabei das Tauschgeschäft mit E.ON.

Die Nettoschulden der nicht fortgeführten Aktivitäten sanken um 14,7 Mrd. € auf 0,2 Mrd. €. Grund war die Entkonsolidierung des an E.ON abgegebenen Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy und der 50,04 %-Beteiligung am tschechischen Gasnetzbetreiber IGH, die wir an das MIRA-Konsortium veräußert haben. Der verbliebene Wert ist unserer Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE zuzuordnen, die wir 2019 von innogy erworben haben und an E.ON weiterverkaufen wollen.

Die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten haben sich dagegen – wie erwartet – deutlich erhöht, und zwar um 4,7 Mrd. € auf 9,1 Mrd. €. Dazu hat der negative Free Cash Flow beigetragen. Effekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON machten sich mit 3,0 Mrd. € bemerkbar. Davon entfallen 1,5 Mrd. € auf die Nettoschulden, die wir mit dem Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON übernommen haben, 0,7 Mrd. € auf zusätzliche Kernenergierückstellungen und weitere 0,7 Mrd. € auf die Zahlung des Kaufpreises für VSE an innogy. Auch der deutsche Kohleausstieg beeinflusste die Nettoschulden. Er war die Hauptursache dafür, dass sich die Bergbaurückstellungen um 2,1 Mrd. € erhöhten. Gegenläufig wirkte unsere im sonstigen Finanzvermögen berücksichtigte Kompensationsforderung gegen den Bund in Höhe von 2,6 Mrd. €, die einen Großteil unseres gesamten finanziellen Schadens aus dem Kohleausstieg abdecken soll. Die Erstanwendung von IFRS 16 erhöhte die Nettoschulden um 0,4 Mrd. €. Weitere 0,4 Mrd. € resultierten daraus, dass wir die Hybridanleihe über 750 Mio. £ getilgt haben und damit der Vorteil ihrer hälftigen Zurechnung zum Eigenkapital weggefallen ist. Allerdings hat innogy zeitgleich ein Darlehen an uns zurückgezahlt, das etwa so hoch war wie der Tilgungsbetrag. Dies geschah im Rahmen einer Vereinbarung, die unsere frühere Tochter im Vorfeld ihres Börsengangs 2016 mit uns getroffen hatte (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 52).

Leicht verringerte 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 betrugen zum Bilanzstichtag 27,1 Mrd. € bei Brennstoffen (Vorjahr: 27,9 Mrd. €) und 7,1 Mrd. € bei Strom (Vorjahr: 7,8 Mrd. €). Den Werten liegen Annahmen über die voraussichtliche Entwicklung der Commodity-Preise zugrunde. Weitere Informationen über unsere außerbilanziellen Verpflichtungen finden Sie auf Seite 168 im Anhang.

Konzernbilanz: Eigenkapitalquote auf 27,2 % gestiegen. Das Tauschgeschäft mit E.ON hatte erhebliche Auswirkungen auf die Konzernbilanz. Es war ausschlaggebend dafür, dass sich die Bilanzsumme gegenüber Ende 2018 um 15,9 auf 64,2 Mrd. € verringerte. Durch die Entkonsolidierung des von E.ON weitergeführten innogy-Geschäfts und der IGH-Beteiligung sanken die zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerte von 40,5 auf 1,3 Mrd. € und die zur Veräußerung bestimmten Schulden von 32,8 auf 0,5 Mrd. €. Die Erstkonsolidierung der von uns übernommenen E.ON-Aktivitäten schlug sich dagegen mit 12,2 Mrd. € bilanzverlängernd nieder. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns hat sich um 3,2 Mrd. € erhöht. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) lag am Abschlussstichtag bei 27,2 % und damit 9,4 Prozentpunkte über dem Stand zum Vorjahresende. Hauptgrund dafür ist das hohe Ergebnis aus der Entkonsolidierung des Netz- und Vertriebsgeschäfts von innogy. Gegenläufig wirkte, dass die Anteile anderer Gesellschafter gesunken sind. Auch unsere Ausschüttungen und die Tilgung der Hybridanleihe über 750 Mio. £ minderten das Eigenkapital.

Konzernbilanzstruktur	31.12.2019		31.12.2018	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	35.951	56,0	18.595	23,2
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	4.809	7,5	2.193	2,7
Sachanlagen	19.097	29,7	12.409	15,5
Kurzfristiges Vermögen	28.241	44,0	61.513	76,8
Davon:				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.621	5,6	1.963	2,5
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	15.311	23,9	10.291	12,8
Wertpapiere	3.258	5,1	3.609	4,5
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	1.274	2,0	40.496	50,6
Gesamt	**64.192**	**100,0**	**80.108**	**100,0**
Passiva				
Eigenkapital	17.448	27,2	14.257	17,8
Langfristige Schulden	27.018	42,1	20.007	25,0
Davon:				
Rückstellungen[1]	18.936	29,5	14.366	17,9
Finanzverbindlichkeiten	3.924	6,1	1.998	2,5
Kurzfristige Schulden	19.726	30,7	45.844	57,2
Davon:				
Rückstellungen[1]	2.638	4,1	2.572	3,2
Finanzverbindlichkeiten	1.810	2,8	766	1,0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.987	4,7	2.429	3,0
Übrige Verbindlichkeiten	11.781	18,4	7.281	9,1
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	510	0,8	32.796	40,9
Gesamt	**64.192**	**100,0**	**80.108**	**100,0**

1 Angepasste Vorjahreswerte; siehe Erläuterung auf Seite 116 im Anhang

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 trug vor allem RWE Supply & Trading mit ihrer starken Handelsperformance zum Ergebnis der Konzernmutter bei. Allerdings gab es auch Belastungen, beispielsweise durch Wertberichtigungen im Zusammenhang mit dem niederländischen Kohleausstieg. Der Jahresüberschuss der RWE AG liegt mit 514 Mio. € etwas über dem Niveau von 2018. Steigen soll auch die Ausschüttung an unsere Aktionäre: Wir beabsichtigen, der Hauptversammlung im April 2020 eine Dividende von 0,80 € je Aktie vorzuschlagen.

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. €	31.12.2019	31.12.2018
Aktiva		
Finanzanlagen	20.628	25.166
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	10.233	3.669
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	6.056	479
Wertpapiere und flüssige Mittel	2.929	4.864
Gesamt	**39.846**	**34.178**
Passiva		
Eigenkapital	5.738	5.654
Rückstellungen	2.237	2.700
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	29.213	23.169
Übrige Verbindlichkeiten	2.658	2.655
Gesamt	**39.846**	**34.178**

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2019	2018
Ergebnis aus Finanzanlagen	1.758	1.091
Zinsergebnis	31	– 391
Sonstige Erträge und Aufwendungen	– 1.550	– 227
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	275	– 1
Jahresüberschuss	**514**	**472**
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	– 22	– 42
Bilanzgewinn	**492**	**430**

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2019 eine Bilanzsumme von 39,8 Mrd. € aus, gegenüber 34,2 Mrd. € im Vorjahr. Hauptursache für den Anstieg sind Effekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON. Beispielsweise hat die RWE AG das von E.ON erhaltene Erneuerbare-Energien-Geschäft auf ein nachgeordnetes Unternehmen übertragen und damit eine entsprechende Forderung gegenüber diesem Unternehmen gebildet. Umgekehrt führte der Verkauf der innogy-Beteiligung, die von einer Tochtergesellschaft gehalten worden war, zu einer Verbindlichkeit gegenüber dieser Tochter. Allerdings gab es auch Entwicklungen, die die Bilanzsumme minderten: Unter anderem verringerte sich der Bestand an Wertpapieren und flüssigen Mitteln; hier machte sich der auf Seite 63 erläuterte Liquiditätsabfluss aus der Realisierung von Commodity-Termingeschäften bei RWE Supply & Trading bemerkbar. Die Eigenkapitalquote belief sich Ende 2019 auf 14,4 %. Wegen der gestiegenen Bilanzsumme war sie niedriger als im Vorjahr (16,5 %).

Finanzlage. Die RWE AG ist wirtschaftlich solide aufgestellt und verfügt über eine Reihe von flexibel einsetzbaren Finanzierungsinstrumenten. Dies spiegelt sich in unseren 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 62 ff.

Ertragslage. Die Ertragslage der RWE AG hat sich gegenüber 2018 leicht verbessert. Die wesentlichen Positionen der Gewinn- und Verlustrechnung haben sich folgendermaßen entwickelt:

- Das Ergebnis aus Finanzanlagen ist um 667 Mio. € auf 1.758 Mio. € gestiegen. Eine wesentliche Rolle spielte dabei die außergewöhnlich gute Performance im Energiehandel. Außerdem trugen die Geschäftsaktivitäten, die wir von E.ON übernommen haben, erstmals zum Ergebnis bei. Allerdings gab es auch belastende Faktoren, z. B. bei RWE Generation die wesentlich ungünstigeren Marktbedingungen für Steinkohlekraftwerke.

- Auch das Zinsergebnis hat sich stark erhöht, und zwar um 422 Mio. € auf 31 Mio. €. Hintergrund ist, dass bei der Verwaltung von Pensionsgeldern hohe Kapitalerträge erzielt werden konnten.

- Die Position „Sonstige Erträge und Aufwendungen" hat sich um 1.323 Mio. € auf – 1.550 Mio. € verschlechtert. Hauptursache dafür war eine Wertberichtigung auf Finanzforderungen gegen eine Tochtergesellschaft in den Niederlanden, deren Ertragsperspektiven sich wegen des gesetzlich verankerten Kohleausstiegs stark eingetrübt haben. Darüber hinaus führten IT-Projekte zu Mehraufwendungen bei der RWE AG.

- Für das Berichtsjahr weisen wir einen Steuerertrag von 275 Mio. € aus, der im Wesentlichen darauf beruht, dass wir unsere steuerliche Risikovorsorge reduziert haben und uns Steuern für Vorjahre erstattet worden sind. Im Vorjahr war noch ein Steueraufwand von 1 Mio. € angefallen.

- Die dargestellten Ergebniszahlen summieren sich zu einem Jahresüberschuss von 514 Mio. €. Im Vergleich zu 2018 ist das eine Verbesserung um 42 Mio. €.

- Der Bilanzgewinn in Höhe von 492 Mio. € entspricht der geplanten Ausschüttung an unsere Aktionäre in Höhe von 0,80 € je Aktie.

Ausblick 2020. Die Ertragsperspektiven der RWE AG hängen maßgeblich davon ab, wie sich die Geschäftsaktivitäten ihrer Tochtergesellschaften entwickeln werden. Unsere aktuelle Einschätzung dazu stimmt uns zuversichtlich, dass unser Jahresüberschuss 2020 etwas über dem von 2019 liegen wird.

Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB. Vorstand und Aufsichtsrat der RWE AG haben am 14. Februar 2020 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach §§ 289f und 315d HGB abgegeben. Die Erklärung enthält erstmals auch den Bericht zur Corporate Governance. Sie ist veröffentlicht unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung.

1.10 Darstellung des RWE-Konzerns mit innogy als reiner Finanzbeteiligung

Für das Geschäftsjahr 2019 veröffentlichen wir letztmals auch Konzernzahlen, in denen unsere frühere Tochtergesellschaft innogy wie eine reine Finanzbeteiligung dargestellt wird. Diese Zahlen ermitteln wir abweichend von den Konsolidierungsgrundsätzen gemäß IFRS. In der Gewinn- und Verlustrechnung berücksichtigen wir innogy dabei nicht mit ihrem Ergebnisbeitrag, sondern mit der an uns gezahlten Dividende. Für 2019 ergeben sich so ein bereinigtes Konzern-EBITDA von 2,1 Mrd. € und ein bereinigtes Nettoergebnis von 1,2 Mrd. €. Das ist wesentlich mehr, als wir zunächst prognostiziert hatten. Ausschlaggebend dafür waren unsere starke Performance im Energiehandel und die Wiedereinführung des britischen Kapazitätsmarktes.

Frühere Tochter innogy: Vollkonsolidierung nur bedingt aussagefähig. 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. Diese Vorgehensweise war auch bei innogy anzuwenden. Sie entsprach aber nicht der Art und Weise, wie wir unsere frühere Tochter gesteuert haben. innogy wurde als reine Finanzbeteiligung geführt und konnte unternehmerisch eigenständig agieren.

Angepasstes Zahlenwerk. Wir haben in der Vergangenheit daher eine zweite, von den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen abweichende Methode zur Ermittlung der Konzernzahlen verwendet, die den Status unserer Tochtergesellschaft genauer widerspiegelte. Die Beteiligung an innogy wurde dabei in der Bilanz den übrigen Finanzanlagen zugeordnet. In den Ergebniszahlen von RWE war sie nur mit der uns zustehenden Dividende berücksichtigt. Geschäfte des Restkonzerns mit innogy haben wir fiktiv wie Geschäfte mit Dritten behandelt. Seit dem Verkauf unserer innogy-Beteiligung an E.ON im September 2019 stellen wir zwar keine Bilanz mehr nach der beschriebenen Methode auf. Wir haben diese allerdings noch ein letztes Mal angewendet, um Ergebniszahlen für 2019 zu ermitteln. Effekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON (z. B. die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts) werden dabei größtenteils ausgeklammert. Somit ermöglichen die Zahlen einen Einblick in die Geschäftsentwicklung, der von Sondereffekten aus der Transaktion nahezu unbeeinflusst ist. Wir nutzen sie daher auch zur Erfolgsmessung im Rahmen der Vorstandsvergütung.

Bereinigtes EBITDA und bereinigtes Nettoergebnis höher als prognostiziert. Die Übersicht unten stellt einige wesentliche Ergebniskennzahlen dar, die in der oben beschriebenen Weise ermittelt wurden. Für das bereinigte EBITDA ergab sich 2019 ein Wert von 2.106 Mio. € (Vorjahr: 1.521 Mio. €); das bereinigte Nettoergebnis belief sich auf 1.210 Mio. € (Vorjahr: 591 Mio. €). Unser Ausblick vom November 2019 sah Bandbreiten von 1,8 bis 2,1 Mrd. € bzw. 0,9 bis 1,2 Mrd. € vor (siehe Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019, Seite 16). In unserer ersten Ergebnisprognose vom März 2019 hatten wir das bereinigte EBITDA auf 1,2 bis 1,5 Mrd. € und das bereinigte Nettoergebnis auf 0,3 bis 0,6 Mrd. € veranschlagt (siehe Geschäftsbericht 2018, Seite 84). Diese Erwartung haben wir weit übertroffen. Ausschlaggebend dafür waren die außergewöhnlich gute Handelsperformance von RWE Supply & Trading und der Ergebniseffekt aus der Wiedereinführung des britischen Kapazitätsmarktes.

Kennzahlen für den RWE-Konzern unter Einbeziehung von innogy als nicht vollkonsolidierte Finanzbeteiligung[1] in Mio. €	2019	2018	+/–
Bereinigtes EBITDA	2.106	1.521	585
Bereinigtes EBIT	1.412	953	459
Bereinigtes Nettoergebnis	1.210	591	619

1 Die Zahlen sind abweichend von IFRS-Vorgaben ermittelt worden. Neben den oben skizzierten Sachverhalten 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 verbundene Rückstellungen ist die Bilanzierung aus dem IFRS-Konzernabschluss übernommen worden. Gleiches gilt für die bilanziellen Effekte von Sicherungsbeziehungen und für latente Steuern. In den Ergebnissen von 2019 ist nicht die tatsächliche innogy-Dividende von 1,40 € je Aktie enthalten, sondern der theoretische Wert von 1,64 €, der den Konditionen des Tauschgeschäfts mit E.ON zugrunde lag.

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 Grundkapital der RWE AG beträgt 1.573.748.744,44 € und verteilt sich auf 614.745.499 nennbetragslose, auf den Inhaber lautende Stammaktien. Wie auf Seite 25 dargelegt, sind Mitte 2019 unsere insgesamt 39.000.000 Vorzugsaktien in Stammaktien umgewandelt worden. Seither gewährt jede RWE-Aktie die gleichen Rechte.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10 % der Stimmrechte. Zum 31. Dezember 2019 gab es keine Beteiligung an der RWE AG, die mehr als 10 % der Stimmrechte auf sich vereint.

Beschränkungen bei der Übertragung von Aktien. Im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms der RWE AG sind im abgelaufenen Geschäftsjahr 305.216 RWE-Stammaktien an Mitarbeiter in Deutschland ausgegeben worden. Die Titel unterliegen bis zum 31. Dezember 2020 einer Verfügungsbeschränkung.

Auch in Großbritannien legen wir Belegschaftsaktienprogramme auf. Teilnahmeberechtigt sind Mitarbeiter von RWE Generation UK plc, RWE Technology UK Limited und RWE Supply & Trading GmbH UK Branch. Die Titel unterliegen ebenfalls einer Verfügungsbeschränkung, und zwar für fünf Jahre ab dem Tag der Zuteilung. Im Rahmen der britischen Programme sind 2019 insgesamt 27.742 RWE-Stammaktien erworben worden.

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. 5 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 vorschreiben. 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 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 im Wege 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 einmal 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 einmal 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 ausgeschlossen werden, um Aktien gegen Sacheinlagen zum Zwecke von Unternehmenszusammenschlüssen oder zum Erwerb von Unternehmen, Unternehmensteilen, Betrieben oder Anteilen an Unternehmen auszugeben.

- Bei einer Barkapitalerhöhung kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, wenn der Ausgabepreis den Börsenpreis nicht wesentlich unterschreitet und der auf die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, insgesamt entfallende anteilige Betrag 10 % des Grundkapitals nicht überschreitet.

- Schließlich kann das Bezugsrecht ausgeschlossen werden, um die Aktien eventuellen Inhabern von Wandel- und Optionsanleihen in dem Umfang anzubieten, wie sie ihnen nach Wandlung bzw. Ausübung der Option zustehen.

Der Vorstand ist ermächtigt, mit Zustimmung des Aufsichtsrats den weiteren Inhalt der Aktienrechte und die Bedingungen der Aktienausgabe 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 2016 als einzige nicht in Gänze auf innogy übertragen werden konnte und bis heute mit einem kleinen Restbetrag bei uns 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 5 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.

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 die Vorstandsmitglieder 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 steht im Einklang mit den im Berichtsjahr maßgeblichen Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Im Strategic Performance Plan, den wir auf Seite 75 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 an 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

Der Kapitalmarkt erwartet von Unternehmen, dass sie über leistungsorientierte Vergütungssysteme verfügen, die die Interessen des Managements mit denen der Eigentümer in Einklang bringen. Außerdem soll es sich für Vorstände lohnen, wenn ihr Unternehmen nachhaltig wirtschaftet und seine Verantwortung gegenüber der Gesellschaft ernst nimmt. Das Vergütungssystem von RWE wird diesen Anforderungen gerecht. Trotzdem wollen wir es weiterentwickeln und haben uns dazu bereits eng mit Investoren abgestimmt. Der Aufsichtsrat der RWE AG wird im laufenden Jahr über Neuerungen entscheiden und diese dann der Hauptversammlung 2021 zur Abstimmung vorlegen.

Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats

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 jährlichen 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 2018 nachgekommen. Für diejenigen Mitglieder, die 2019 neu in das Gremium aufgenommen wurden, beginnt die Selbstverpflichtung mit der Anfang 2020 ausgezahlten Vergütung für das Geschäftsjahr 2019.

Höhe der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Gesamtvergütung der Aufsichtsratsmitglieder (ohne Auslagen) summierte sich für das Geschäftsjahr 2019 auf 3.304 Tsd. € (Vorjahr: 3.480 Tsd. €). Davon entfielen 465 Tsd. € (Vorjahr: 460 Tsd. €) auf Vergütungen für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichtsrats und 543 Tsd. € (Vorjahr: 720 Tsd. €) auf Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften.

Die folgende Tabelle zeigt die Aufsichtsratsvergütung für alle Personen, die dem Gremium in den Jahren 2018 und/oder 2019 angehörten.

Vergütung des Aufsichtsrats[1]	Feste Vergütung		Ausschussvergütung		Mandatsvergütung bei Tochtergesellschaften[2]		Gesamtbezüge[3]	
in Tsd. €	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Dr. Werner Brandt, Vorsitzender	300	300	–	–	–	–	300	300
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	200	200	–	–	143	200	343	400
Michael Bochinsky (seit 01.08.2018)	100	42	40	17	–	–	140	59
Reiner Böhle (bis 18.09.2019)	72	100	14	20	–	–	86	120
Sandra Bossemeyer	100	100	20	20	–	–	120	120
Martin Bröker (seit 01.09.2018)	100	33	–	–	–	–	100	33
Anja Dubbert (seit 27.09.2019)	26	–	1	–	–	–	27	–
Matthias Dürbaum (seit 27.09.2019)	26	–	1	–	–	–	27	–
Ute Gerbaulet	100	100	–	–	–	–	100	100
Reinhold Gispert (bis 31.07.2018)	–	58	–	23	–	–	–	81
Andreas Henrich (bis 31.08.2018)	–	67	–	–	–	–	–	67
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. h. c. Monika Kircher	100	100	30	–	–	–	130	100
Monika Krebber (bis 18.09.2019)	72	100	14	20	86	120	172	240
Harald Louis	100	100	20	20	20	20	140	140
Dagmar Mühlenfeld	100	100	20	20	–	–	120	120
Peter Ottmann	100	100	20	20	–	–	120	120
Günther Schartz	100	100	20	20	–	–	120	120
Dr. Erhard Schipporeit	100	100	80	80	215	300	395	480
Dr. Wolfgang Schüssel	100	100	25	40	–	–	125	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
Gesamt[3]	**2.296**	**2.300**	**465**	**460**	**543**	**720**	**3.304**	**3.480**

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. Sein Vertrag läuft am 30. Juni 2021 aus. Markus Krebber wurde zum 1. Oktober 2016 in das Gremium berufen. Seit dem 15. Oktober 2016 verantwortet er das Finanzressort. Er ist bis zum 30. September 2024 in den Vorstand bestellt.

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 78).

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 Regelaltersgrenze 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. Diese hängt davon ab, wie hoch das vergütungsrelevante EBIT im jeweiligen Geschäftsjahr ausfällt. Basis für die Ermittlung dieser Kennzahl ist das bereinigte EBIT. Dabei handelt es sich um das EBIT, abzüglich des neutralen Ergebnisses. Für 2019 und das Vorjahr haben wir das bereinigte EBIT nach der auf Seite 69 beschriebenen Methode ermittelt. Das heißt, unsere im September 2019 von E.ON übernommene Tochtergesellschaft innogy wird im Ergebnis ausschließlich mit der RWE zustehenden Dividende erfasst. Die Regelungen zur Vorstandsvergütung sehen vor, dass der Aufsichtsrat Anpassungen am bereinigten EBIT vornehmen kann, die die Eignung dieser Größe für die Performance-Messung verbessern. Die Anpassungen können u. a. Veräußerungsergebnisse, Rückstellungsveränderungen sowie außerplanmäßige Abschreibungen und deren Folgewirkungen betreffen. Durch sie wird das bereinigte EBIT ins vergütungsrelevante EBIT überführt.

Die Unternehmenstantieme wird folgendermaßen ermittelt: Zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres legt der Aufsichtsrat einen Zielwert sowie eine Unter- und eine Obergrenze für das vergütungsrelevante EBIT fest. Nach Ablauf des Geschäftsjahres wird das tatsächlich erreichte bereinigte EBIT festgestellt und daraus durch die erläuterten Anpassungen das erreichte vergütungsrelevante EBIT abgeleitet. Stimmt dieses mit dem EBIT-Zielwert überein, beträgt die Zielerreichung 100 %. Die Unternehmenstantieme entspricht dann dem vertraglich festgelegten Tantiemebudget. Liegt das vergütungsrelevante 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 vergütungsrelevante EBIT niedriger als die Untergrenze, wird keine Unternehmenstantieme gezahlt. Wird die Obergrenze überschritten, bleibt es bei der maximalen Zielerreichung von 150 %.

Zur Ermittlung der individuellen Tantieme wird die Unternehmenstantieme mit einem Faktor multipliziert, der die persönliche Leistung des jeweiligen Vorstandsmitglieds wiedergibt. Die Höhe dieses Leistungsfaktors hängt von der Erreichung (1) individueller Ziele, (2) allgemeiner kollektiver Ziele sowie (3) kollektiver Ziele auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) und der Mitarbeitermotivation ab, wobei die genannten Zielkategorien mit jeweils einem Drittel gewichtet werden. Die Zielerreichung kann zwischen 0 und 200 % liegen. Der daraus abgeleitete Leistungsfaktor ist aber auf 80 bis 120 % begrenzt. Das heißt, selbst wenn ein Vorstandsmitglied die individuellen und kollektiven Ziele beispielsweise zu 150 % erreicht hat, beträgt der Leistungsfaktor „nur“ 120 %.

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

Aktienbasierte Vergütung. Den Mitgliedern des Vorstands wird außerdem eine Vergütung nach dem sogenannten Strategic Performance Plan (kurz: SPP) gewährt, der das Erreichen langfristiger Ziele honoriert. Maßgeblich für den Erfolg ist dabei die Gesamtrendite der RWE-Stammaktie aus Kursentwicklung und Dividende (Performance). Durch die Verknüpfung der Vergütung mit der langfristigen Aktienperformance wird der Vorstand darin bestärkt, bei seinen Entscheidungen die Perspektive der Unternehmenseigentümer einzunehmen. Ein weiterer Erfolgsfaktor beim SPP ist das vergütungsrelevante Nettoergebnis im jeweiligen Geschäftsjahr. Diese Kennzahl wird aus dem bereinigten Nettoergebnis abgeleitet. Letzteres entspricht dem Nettoergebnis, abzüglich des neutralen Ergebnisses und weiterer wesentlicher Sondersachverhalte mitsamt ihrer Auswirkungen auf die Ertragsteuern. Ebenso wie das bereinigte EBIT haben wir es mit der auf Seite 69 beschriebenen Methode ermittelt, bei der innogy ausschließlich mit der RWE zustehenden Dividende berücksichtigt wird. Die Planbedingungen des SPP sehen vor, dass der Aufsichtsrat das bereinigte Nettoergebnis in begrenztem Umfang und abschließend definierten Fällen anpassen darf, um so das vergütungsrelevante Nettoergebnis zu ermitteln. Solche Anpassungen sind zulässig, wenn damit Auswirkungen unvorhergesehener Ereignisse wie Kapitalmaßnahmen, Akquisitionen, Veräußerungen und regulatorische Änderungen berücksichtigt werden.

Der SPP basiert auf sogenannten Performance Shares, deren Laufzeit (Vesting-Periode) sich über das jeweilige Geschäftsjahr und die drei Folgejahre erstreckt. Die Vorstandsmitglieder erhalten zu Beginn des Geschäftsjahres 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 an den letzten 30 Börsenhandelstagen vor der Gewährung geteilt wird.

Erst nach Ablauf des Geschäftsjahres entscheidet sich, wie viele Performance Shares endgültig zugeteilt werden. Maßgeblich dafür ist das vergütungsrelevante Nettoergebnis im jeweiligen Geschäftsjahr. 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 vergütungsrelevante Nettoergebnis fest, wobei er sich an der genehmigten Mittelfristplanung orientiert. Entspricht das erreichte Ergebnis exakt dem Zielwert, werden 100 % der vorläufig zugeteilten Performance Shares final festgeschrieben. Liegt das vergütungsrelevante Nettoergebnis exakt an der Untergrenze, werden 50 % der vorläufig gewährten Performance Shares final zugeteilt, liegt es an der Obergrenze, beträgt die endgültige Zuteilung 150 %. Bei einer Unterschreitung der 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 endgültig zugeteilten Performance Shares in bar an die Mitglieder des Vorstands ausbezahlt. Der Auszahlungsbetrag hängt von der Performance der RWE-Stammaktie ab. Er entspricht der Anzahl der final festgeschriebenen Performance Shares, multipliziert mit der Summe aus dem durchschnittlichen Xetra-Schlusskurs der RWE-Aktie der 30 Börsenhandelstage vor dem Ende der Vesting-Periode und den aufgelaufenen Dividenden der letzten drei Jahre. 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 Vorstandsmitglieds 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 Vesting-Periode 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.

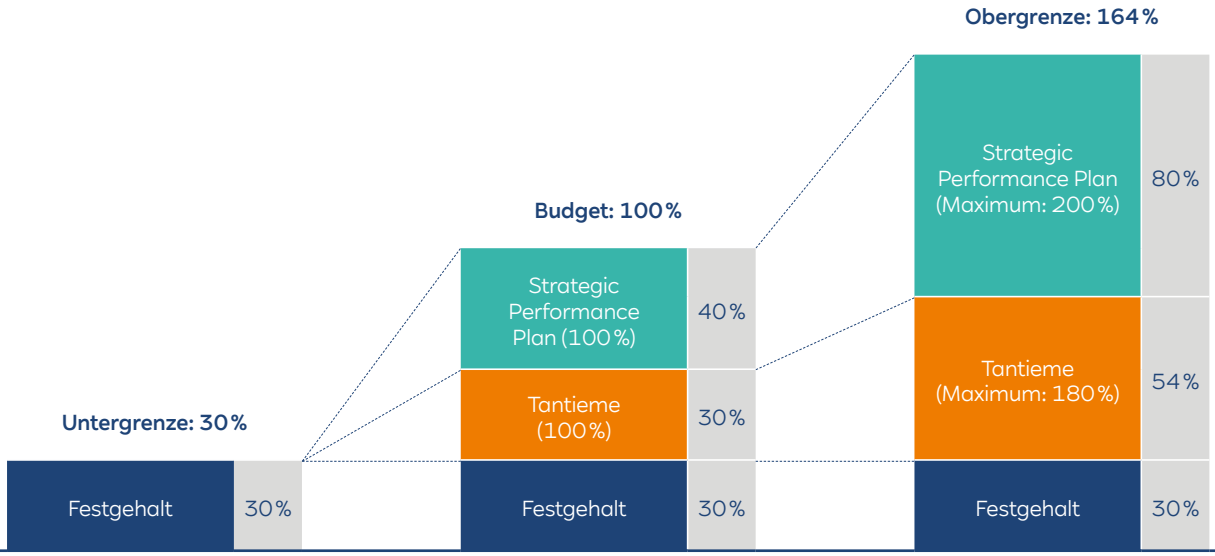
Bei der Einführung des SPP im Jahr 2016 hat der Aufsichtsrat zunächst eine Übergangstranche für 2016 und drei weitere reguläre Tranchen für die Jahre 2017, 2018 und 2019 festgelegt. Dabei sind auch Zielwerte für das bereinigte Nettoergebnis und die erläuterten Ober- und Untergrenzen fixiert worden. Aufgrund von Entwicklungen, die bei der Festlegung der Werte noch nicht absehbar waren, hat der Aufsichtsrat nachträgliche Anpassungen vorgenommen, die sich auf die Tranchen 2018 und 2019 bezogen. Für sie wurde das bereinigte Nettoergebnis nicht mehr aus dem IFRS-Nettoergebnis hergeleitet, sondern nach der bereits erläuterten Methode, bei der innogy lediglich mit der RWE zustehenden Dividende berücksichtigt wird. Dementsprechend sind auch die Zielwerte sowie die oberen und unteren Grenzen für das vergütungsrelevante Nettoergebnis nachträglich angepasst worden.

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 höheren Gesamtbezügen.

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 entspricht rund 40 % der Gesamtvergütung.

Begrenzung der Vorstandsvergütung. Wie bereits erläutert, sind die variablen Vergütungsbestandteile in ihrer Höhe nach oben begrenzt. Die Unternehmenstantieme beträgt maximal 150 % des vertraglich vereinbarten Tantiemebudgets. Multipliziert man sie mit dem individuellen Leistungsfaktor (80 bis 120 %), 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).

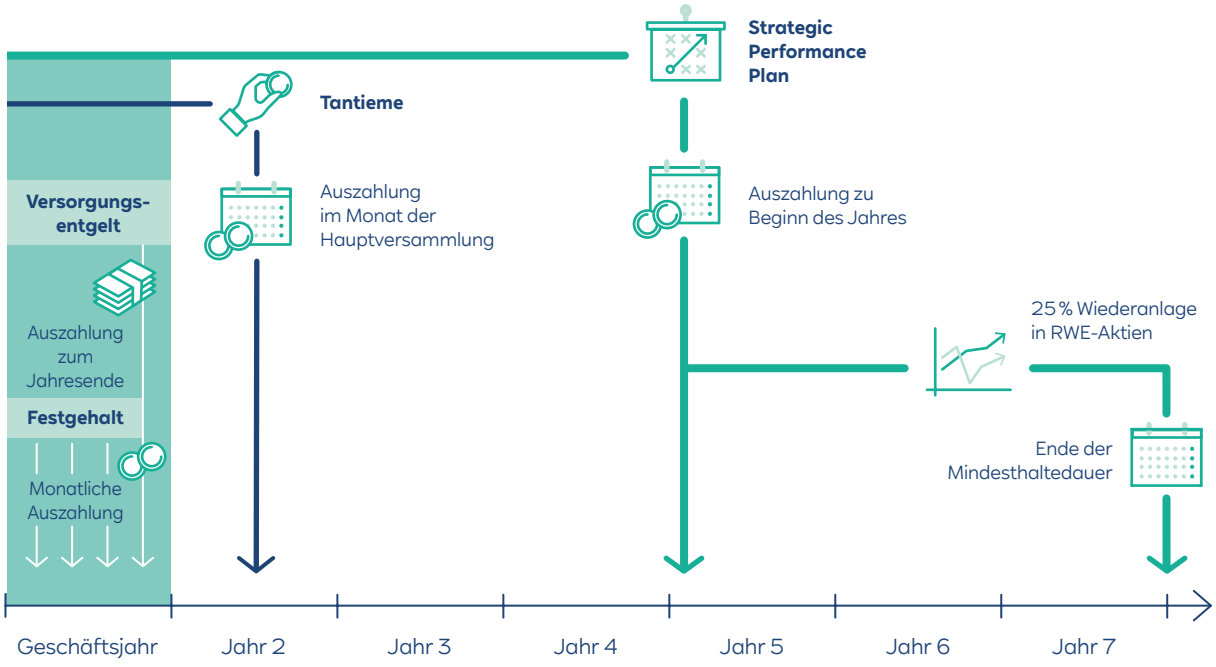
Bandbreite der Vorstandsvergütung



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.

Die Performance Shares aus dem SPP werden am Jahresanfang nach Ablauf der Vesting-Periode ausbezahlt. 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 2019 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 Kontrollerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein Aktionär, 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 Unternehmenskontrolle 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 Deutschen Corporate Governance Kodex (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 (Abfindungsobergrenze).

Weiterentwicklung des Vergütungssystems geplant. Im vergangenen Jahr haben wir mit Vertretern institutioneller Anleger darüber beraten, wie das System der Vorstandsvergütung weiterentwickelt werden kann. Dabei ging es uns u. a. darum, den gestiegenen Anforderungen der internationalen Kapitalmärkte gerecht zu werden. Auf Basis des Investoren-Feedbacks haben wir damit begonnen, das Vergütungssystem in wesentlichen Punkten zu überarbeiten. An seinem Grundgerüst halten wir aber fest. Die Neuerungen sollen im laufenden Jahr vom Aufsichtsrat der RWE AG verabschiedet werden und danach in allen neu abgeschlossenen Arbeitsverträgen zur Anwendung kommen. Außerdem wollen wir sie der Hauptversammlung 2021 zur Abstimmung vorlegen.

Nach einem Beschluss des Aufsichtsrats wird der Strategic Performance Plan, der bislang nur Tranchen für 2016 bis 2019 umfasste, zunächst unverändert fortgeführt. Dementsprechend sind neue Zielwerte sowie Ober- und Untergrenzen für das vergütungsrelevante Nettoergebnis festgelegt worden.

Höhe der Vergütung des Vorstands

Die Vergütung des Vorstands der RWE AG wird nach den Vorgaben des deutschen Handelsgesetzbuchs (HGB) ermittelt. Für ihre Tätigkeit im Geschäftsjahr 2019 erhielten die Vorstandsmitglieder insgesamt 7.571 Tsd. €. Der Vorjahreswert hatte bei 6.880 Tsd. € gelegen. Die einzelnen Vergütungskomponenten sind in der folgenden Tabelle aufgeführt.

Höhe der Vorstandsvergütung (nach HGB) in Tsd. €	Dr. Rolf Martin Schmitz		Dr. Markus Krebber		Gesamt	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Erfolgsunabhängig	**1.183**	**1.180**	**1.085**	**1.066**	**2.268**	**2.246**
Davon:						
Festgehalt	1.160	1.160	763	750	1.923	1.910
Versorgungsentgelt[1]	–	–	300	300	300	300
Sach- und sonstige Bezüge	23	20	22	16	45	36
Erfolgsabhängig	**3.032**	**2.636**	**2.271**	**1.998**	**5.303**	**4.634**
Tantieme (kurzfristig)	1.782	1.386	1.171	898	2.953	2.284
Davon: Angerechnete Mandatseinkünfte[2]	115	115	146	180	261	295
Zuteilungswert der Performance Shares[3] (langfristig)	1.250	1.250	1.100	1.100	2.350	2.350
Gesamtvergütung	**4.215**	**3.816**	**3.356**	**3.064**	**7.571**	**6.880**

1 Das an Markus Krebber ausbezahlte Versorgungsentgelt ist Teil der Vergütung nach HGB, nicht jedoch der jährliche Dienstzeitaufwand für die Pensionszusage an Rolf Martin Schmitz.
2 Einkünfte aus der Wahrnehmung konzerninterner Aufsichtsratsmandate werden vollständig auf die Tantieme angerechnet.
3 Gemäß HGB ist hier der Wert der Zuteilung zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres anzusetzen.

Das vergütungsrelevante EBIT, auf dessen Basis die Tantieme ermittelt wird, belief sich im abgelaufenen Geschäftsjahr auf 1.207 Mio. €. Vom bereinigten EBIT (1.412 Mio. €) unterscheidet es sich durch Anpassungen, mit denen wir in den Zielwerten nicht berücksichtigte Effekte neutralisiert haben. Beispielsweise waren bei der Festlegung des Zielwerts keine Erträge aus einer möglichen Wiedereinführung des britischen Kapazitätsmarktes eingeplant worden. Der Ergebniseffekt aus den verspäteten Kapazitätsvergütungen für 2018 und 2019 wurde deshalb aus dem Ist-Wert eliminiert. Der aus der Mittelfristplanung abgeleitete EBIT-Zielwert lag bei 786 Mio. € (Zielerreichung von 100 %), die Untergrenze bei 186 Mio. € (Zielerreichung von 50 %) und die Obergrenze bei 1.386 Mio. € (Zielerreichung von 150 %). Aus diesen Zahlen ergibt sich für 2019 eine Zielerreichung von 135 %. Das heißt, die Unternehmenstantieme war 35 % höher als das zu Jahresbeginn festgelegte Tantiemebudget.

Ermittlung der Unternehmenstantieme 2019	2019 in Mio. €	Zielerreichung in %
Bereinigtes EBIT	1.412	–
Anpassungen[1]	– 205	–
Vergütungsrelevantes EBIT	**1.207**	**135**
Zielwert	786	100
Obergrenze	1.386	150
Untergrenze	186	50

1 Siehe Erläuterung im Text

Der Aufsichtsrat hat dem Vorstand bescheinigt, dass er die individuellen und kollektiven Ziele übererfüllt hat. Wesentliche Erfolgsfaktoren waren die zügige und reibungslose Umsetzung des Tauschgeschäfts mit E.ON und der Fortschritt bei der Transformation von RWE zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen. Gewürdigt wurde auch, dass ein Kompromiss mit der Bundesregierung zum Braunkohleausstieg gefunden werden konnte und dass der Vorstand die Strategie von RWE mit Blick auf die Zukunft der erneuerbaren Energien und der Kohleverstromung weiterentwickelt hat. Die weit überdurchschnittliche Entwicklung des RWE-Aktienkurses und Rückmeldungen von Investoren haben gezeigt, dass der Kapitalmarkt die neue Strategie gutheißt. Im Hinblick auf die Mitarbeitermotivation, die mittels regelmäßiger Erhebungen im Unternehmen gemessen wird, konnten die Vorgaben ebenfalls zu mindestens 100 % erfüllt werden. Mit einer Ausnahme trifft das auch auf die CR-Ziele zu, die sich im Wesentlichen auf die CO_2-Intensität des Erzeugungsportfolios, die Arbeitssicherheit sowie die Einhaltung von Compliance-, Umwelt- und Sozialstandards beziehen. Die einzige Zielunterschreitung betraf die Zahl der Arbeitsunfälle, die mit 2,1 je 1 Mio. geleistete Arbeitsstunden über der vorab festgelegten Obergrenze (1,9) lag.

Die Mitglieder des Vorstands kamen rechnerisch auf eine Zielerreichung von jeweils 153 %. Wegen der Kappungsgrenze beträgt ihr Leistungsfaktor 120 %. Durch Multiplikation dieses Wertes mit der Unternehmenstantieme (135 %) ergibt sich ein Faktor von 162 %. Daraus lässt sich die individuelle Tantieme ableiten, die sich für Rolf Martin Schmitz auf 1.782 Tsd. € und für Markus Krebber auf 1.171 Tsd. € beläuft. Die Beträge entsprechen dem 1,62-Fachen der vorab festgelegten Budgetwerte von 1.100 Tsd. € (Schmitz) bzw. 723 Tsd. € (Krebber).

Ermittlung der Tranche 2019 des Strategic Performance Plan	2019 in Mio. €	Zielerreichung in %
Bereinigtes Nettoergebnis	1.210	–
Anpassungen[1]	–363	–
Vergütungsrelevantes Nettoergebnis	**847**	**150**
Zielwert	51	100
Obergrenze	351	150
Untergrenze	–249	50

1 Siehe Erläuterung im Text

Gemäß HGB ist als langfristige erfolgsabhängige Vergütungskomponente der Wert der zu Beginn eines Geschäftsjahres vorläufig zugeteilten Performance Shares anzugeben. Wie auf Seite 75 erläutert, hängt die Höhe der endgültigen Zuteilung davon ab, wie sich das vergütungsrelevante Nettoergebnis im jeweiligen Geschäftsjahr im Vergleich zu einem vorab definierten Zielwert entwickelt hat. Letzterer war vom Aufsichtsrat für 2019 mit 51 Mio. € angesetzt worden (Zuteilung von 100 %). Die Untergrenze betrug –249 Mio. € (Zuteilung von 50 %) und die Obergrenze 351 Mio. € (Zuteilung von 150 %). Der tatsächlich erreichte Wert lag mit 847 Mio. € deutlich über der Obergrenze. Dadurch ergab sich die größtmögliche Zielerreichung von 150 %. Die endgültige Zuteilung von Performance Shares für 2019 war somit 50 % höher als die vorläufige.

Das vergütungsrelevante Nettoergebnis ist vom bereinigten Nettoergebnis (1.210 Mio. €) durch Herausrechnen einiger ungeplanter Sachverhalte abgeleitet worden. 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; dieser Einfluss auf die Abschreibungen wurde eliminiert. Gleiches gilt für den Ertrag, den wir im britischen Erzeugungsgeschäft wegen der Nachzahlung von Kapazitätsprämien für 2018 erzielt haben.

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung: Strategic Performance Plan		Dr. Rolf Martin Schmitz			
Tranche	Jahr	2019	2018	2017	2016
Zuteilungsdatum		01.01.2019	01.01.2018	01.01.2017	01.01.2016
Zuteilungswert	Tsd. €	1.250	1.250	1.250	769
Durchschnittlicher Aktienkurs	€	19,10	18,80	11,62	13,78
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**65.445**	**66.489**	**107.573**	**55.787**
Bewertungsdatum		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2017
Zielerreichung bei vergütungsrelevantem Nettoergebnis	%	150	123	115	115
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	Stück	98.168	81.781	123.709	64.155
Ende der Vesting-Periode		31.12.2022	31.12.2021	31.12.2020	31.12.2019

Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung: Strategic Performance Plan		Dr. Markus Krebber			
Tranche	Jahr	2019	2018	2017	2016
Zuteilungsdatum		01.01.2019	01.01.2018	01.01.2017	01.01.2016
Zuteilungswert	Tsd. €	1.100	1.100	988	247
Durchschnittlicher Aktienkurs	€	19,10	18,80	11,62	13,78
Anzahl vorläufig zugeteilter Performance Shares	**Stück**	**57.592**	**58.511**	**84.983**	**17.915**
Bewertungsdatum		31.12.2019	31.12.2018	31.12.2017	31.12.2017
Zielerreichung bei vergütungsrelevantem Nettoergebnis	%	150	123	115	115
Anzahl endgültig zugeteilter Performance Shares	Stück	86.388	71.969	97.730	20.602
Ende der Vesting-Periode		31.12.2022	31.12.2021	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. €	2019	2018
Dr. Rolf Martin Schmitz	2.726	1.413
Dr. Markus Krebber	1.982	934
Summe	**4.708**	**2.347**

Verpflichtungen aus der Altregelung zur Altersversorgung. Der Dienstzeitaufwand (Service Cost) für Pensionsverpflichtungen gegenüber Rolf Martin Schmitz lag 2019 bei 554 Tsd. € (Vorjahr: 536 Tsd. €). Dabei handelt es sich um keinen Vergütungsbestandteil gemäß HGB. Der nach IFRS ermittelte Barwert der Pensionsverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug zum Jahresende 14.997 Tsd. € (Vorjahr: 13.370 Tsd. €). Der Barwert der Pensionsverpflichtung nach HGB belief sich auf 11.894 Tsd. € (Vorjahr: 10.534 Tsd. €). Im Jahr 2019 erhöhte sich die Pensionsverpflichtung um 1.360 Tsd. € (Vorjahr: 1.248 Tsd. €).

Nach Maßgabe der ruhegeldfähigen Bezüge zum 31. Dezember 2019 beträgt das voraussichtliche jährliche Ruhegeld für Rolf Martin Schmitz bei planmäßigem Ausscheiden aus der Gesellschaft zum Ablauf seiner Bestellung 556 Tsd. € (gleicher Wert wie im Vorjahr). Darin enthalten sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern, die auf die RWE AG übertragen wurden.

Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex

Bei der Darstellung des Vergütungssystems orientieren wir uns auch an den Empfehlungen des DCGK in der für 2019 maßgeblichen Fassung vom 7. Februar 2017. Danach 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. 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			
in Tsd. €	2019 (Min.)	2019 (Max.)	2019 Ist	2018 Ist	2019 (Min.)	2019 (Max.)	2019 Ist	2018 Ist
Festvergütung	1.160	1.160	1.160	1.160	763	763	763	750
Versorgungsentgelt	–	–	–	–	300	300	300	300
Sach- und sonstige Bezüge	23	23	23	20	22	22	22	16
Summe Festvergütung	**1.183**	**1.183**	**1.183**	**1.180**	**1.085**	**1.085**	**1.085**	**1.066**
Einjährige variable Vergütung (Tantieme)	**0**	**1.980**	**1.782**	**1.386**	**0**	**1.302**	**1.171**	**898**
Mehrjährige variable Vergütung (SPP)	**0**	**2.500**	**1.250**	**1.250**	**0**	**2.200**	**1.100**	**1.100**
Tranche 2018 (Laufzeit: 2018 - 2021)	–	–	–	1.250	–	–	–	1.100
Tranche 2019 (Laufzeit: 2019 – 2022)	0	2.500	1.250	–	0	2.200	1.100	–
Summe variable Vergütung	**0**	**4.480**	**3.032**	**2.636**	**0**	**3.502**	**2.271**	**1.998**
Summe variable und feste Vergütung	**1.183**	**5.663**	**4.215**	**3.816**	**1.085**	**4.587**	**3.356**	**3.064**
Versorgungsaufwand	554	554	554	536	–	–	–	–
Gesamtvergütung	**1.737**	**6.217**	**4.769**	**4.352**	**1.085**	**4.587**	**3.356**	**3.064**

Zufluss	Dr. Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender seit 15.10.2016		Dr. Markus Krebber Finanzvorstand seit 15.10.2016	
in Tsd. €	2019	2018	2019	2018
Festvergütung	1.160	1.160	763	750
Versorgungsentgelt	–	–	300	300
Sach- und sonstige Bezüge	23	20	22	16
Summe Festvergütung	**1.183**	**1.180**	**1.085**	**1.066**
Einjährige variable Vergütung (Tantieme)	**1.782**	**1.386**	**1.171**	**898**
Mehrjährige variable Vergütung (SPP)	**1.538**	**–**	**494**	**–**
Auszahlung Tranche 2016	1.538	–	494	–
Summe variable Vergütung	**3.320**	**1.386**	**1.665**	**898**
Summe feste und variable Vergütung	**4.503**	**2.566**	**2.750**	**1.964**
Versorgungsaufwand	554	536	–	–
Gesamtvergütung	**5.057**	**3.102**	**2.750**	**1.964**

1.13 Entwicklung der Risiken und Chancen

Die Risikolage von RWE hat sich 2019 weiter verbessert. Wichtig für uns war, dass die EU-Kommission grünes Licht für das Tauschgeschäft mit E.ON gegeben hat. Mit dem Erneuerbare-Energien-Geschäft haben wir nun ein neues operatives Standbein mit hohen regulierten Erträgen. Wir sind damit nicht nur profitabler, sondern auch krisenresistenter. Dennoch bleibt RWE Risiken ausgesetzt. Beispielsweise besteht die Gefahr, dass unsere Belastungen aus dem deutschen Kohleausstieg höher als erwartet sind. Dieses und weitere wesentliche Risiken erfassen, bewerten und steuern wir mithilfe unseres bewährten Konzern-Risikomanagementsystems, das uns dabei hilft, RWE trotz der fortwährenden Unwägbarkeiten in unserem Geschäft auf sicherem Kurs zu halten.

Verteilung der Risikomanagement-Aufgaben bei RWE. Zuständig für das Konzern-Risikomanagement ist die RWE AG. Der Vorstand der Konzernmutter überwacht und steuert das Gesamtrisiko seiner Gesellschaft und der nachgeordneten Unternehmen. Außerdem entscheidet er über die generelle Risikobereitschaft und definiert Obergrenzen für einzelne 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 erfassten 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, Rechnungswesen, Recht & Versicherung 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 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 kümmert sich darum, dass die Finanzberichterstattung keine materiellen Fehler enthält. Dazu nutzt er ein rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem. Bei der Qualitätssicherung in der Finanzberichterstattung wirkt ein Komitee mit, das aus Verantwortlichen des Rechnungswesens und weiterer rechnungslegungsrelevanter Bereiche besteht. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie auf Seite 92.

- Der Bereich Interne Revision & Compliance achtet darauf, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird, und widmet sich dabei vorrangig der Verhinderung von Korruption. 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 in der konventionellen Stromerzeugung dienen, müssen vom Commodity-Management-Komitee genehmigt werden. Mitglieder dieses Expertenkreises sind der Finanzvorstand der RWE AG, Personen aus der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading und ein Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement.

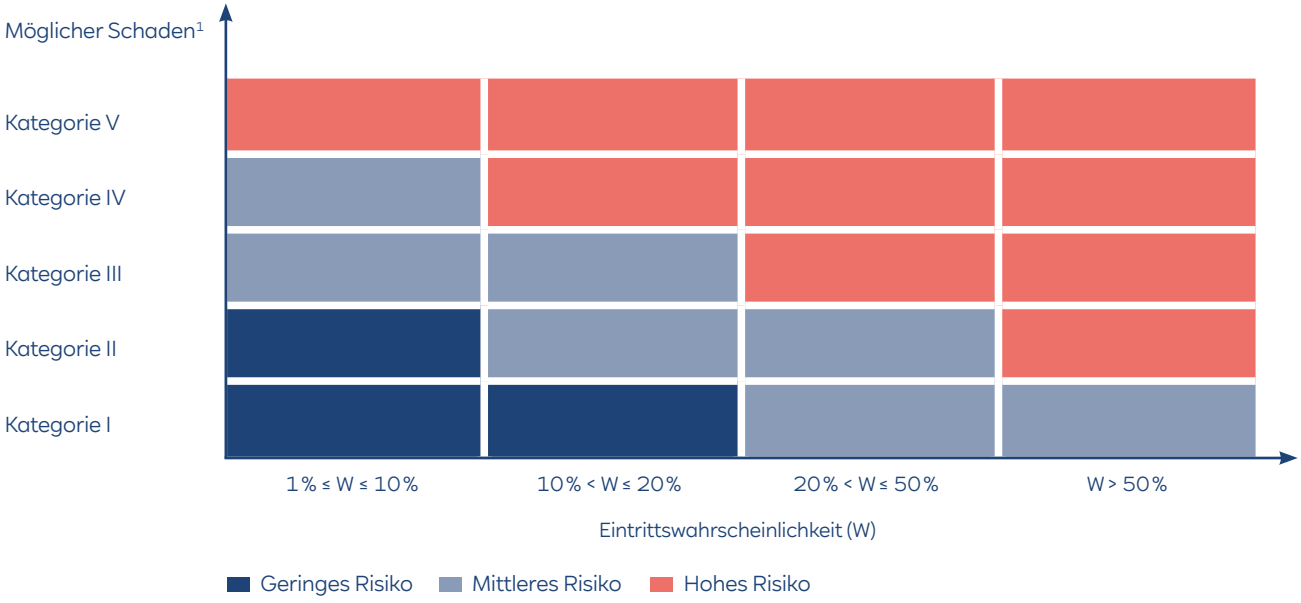
- Ein Gremium wie das vorgenannte gibt es seit Oktober 2019 auch für Marktrisiken bei den erneuerbaren Energien. Das Renewables-Commodity-Management-Komitee besteht aus dem Finanzvorstand der RWE AG, Mitgliedern der Geschäftsführung der RWE Renewables GmbH und einem Vertreter des Bereichs Controlling & Risikomanagement.

- Über die strategischen Leitlinien für die Verwaltung der Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensionstreuhand e. V.) bestimmt das Asset-Management-Komitee. Ihm gehören folgende Personen an: der Finanzvorstand der RWE AG, der für Finanzen zuständige Geschäftsführer der RWE Supply & Trading, die Leiter der Bereiche Controlling & Risikomanagement, Finanzen & Kreditrisiko und Portfolio Management/Mergers & Acquisitions sowie – aus dem letztgenannten Bereich – der Leiter der Abteilung Financial Asset Management.

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.

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 ermitteln Risiken im Halbjahresrhythmus mithilfe einer Bottom-up-Analyse. Aber auch zwischen den turnusgemäßen Erhebungszeitpunkten prüfen wir die Risikolage. Wesentliche Veränderungen werden dem Vorstand der RWE AG umgehend mitgeteilt. Unsere Führungs- und Aufsichtsgremien lassen sich einmal pro Quartal über die Risiken des Konzerns informieren.

Risikomatrix für die RWE AG



Möglicher Schaden[1] in Mio. €	**Ergebnisrisiken** Mögliche Auswirkung auf das Nettoergebnis[2]	**Verschuldungs-/Eigenkapitalrisiken** Mögliche Auswirkung auf Nettoschulden[2] und Eigenkapital[2]
Kategorie V	≥ 8.000	≥ 8.000
Kategorie IV	≥ 1.500 und < 8.000	≥ 4.000 und < 8.000
Kategorie III	≥ 600 und < 1.500	≥ 2.000 und < 4.000
Kategorie II	≥ 300 und < 600	≥ 1.000 und < 2.000
Kategorie I	< 300	< 1.000

1 Aggregiert über die Jahre 2020 bis 2022
2 Nettoergebnis, Nettoschulden und Eigenkapital sind seit dem Verkauf von innogy wieder entsprechend den IFRS-Konsolidierungsgrundsätzen definiert. Zuvor waren sie nach der auf Seite 69 dargestellten Methode ermittelt worden, bei der innogy als reine Finanzbeteiligung erfasst wurde.

Unsere Analyse der Risiken bezieht sich i. d. R. auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung, kann aber in Einzelfällen auch darüber hinausreichen. Den möglichen Schaden messen wir anhand der Auswirkungen auf das Nettoergebnis, die Nettoschulden und das Eigenkapital. Absicherungsmaßnahmen (z. B. Hedge-Transaktionen) werden dabei mitberücksichtigt. Wir definieren den möglichen Schaden als Abweichung vom jeweiligen Planwert, kumuliert über den dreijährigen Planungszeitraum. Unsere wesentlichen Risiken stellen wir in einer Matrix dar (siehe Abbildung auf der vorherigen Seite): Wir kategorisieren sie dort anhand der potenziellen Schadenshöhe und der Eintrittswahrscheinlichkeit. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie nach Möglichkeit zu einem einzigen Risiko zusammengefasst. Um eine eindeutige Zuordnung zu den Matrixfeldern vornehmen zu können, haben wir Schwellenwerte für Nettoergebnis, Nettoschulden und Eigenkapital definiert, die sich an der Risikotragfähigkeit des RWE-Konzerns orientieren. Sie sind in der Tabelle unter der Matrix aufgeführt. Je nach Position in der Matrix stufen wir Risiken als gering, mittel oder hoch ein. Auf der Grundlage dieser systematischen Risikoerfassung können wir feststellen, ob Handlungsbedarf besteht, und gegebenenfalls entsprechende Maßnahmen einleiten.

Risikoklassen	Einstufung des höchsten Einzelrisikos	
	31.12.2019	31.12.2018
Marktrisiken	mittel	mittel
Regulatorische und politische Risiken	hoch	hoch
Rechtliche Risiken	gering	mittel
Operative Risiken	mittel	mittel
Finanzwirtschaftliche Risiken	mittel	mittel
Bonität von Geschäftspartnern	mittel	mittel
Sonstige Risiken	gering	hoch

Wesentliche Risiken für den RWE-Konzern. Unsere Risiken lassen sich nach ihren Ursachen in sieben Klassen einteilen, die in der Tabelle oben aufgeführt sind. Dabei entscheidet das höchste Einzelrisiko darüber, welches Risiko der gesamten Klasse beigemessen wird. Gegenwärtig werden nur die regulatorischen und politischen Risiken als hoch eingestuft. Sie ergeben sich in erster Linie aus dem Kohleausstieg in Deutschland. Schon heute steht fest, dass die uns zugesagten Kompensationen nicht ausreichen werden, um unseren finanziellen Schaden aus der frühzeitigen Schließung von Kraftwerken und Tagebauen auszugleichen. Diese Lücke könnte sich noch vergrößern, falls unsere Belastungen höher als geplant sind. Ferner besteht die Gefahr, dass der regulatorische Druck auf unser Braunkohlegeschäft trotz der Ausstiegsvereinbarung weiter steigt. Unter der Position „sonstige Risiken" sehen wir kein hohes Risiko mehr. Im vergangenen Jahr hatten wir darunter noch das mögliche Scheitern des Tauschgeschäfts mit E.ON berücksichtigt. Seitdem die Transaktion genehmigt und zum großen Teil umgesetzt worden ist, sind die sonstigen Risiken nur noch gering.

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 Erzeugungsanlagen an Wirtschaftlichkeit einbüßen. Das betrifft nicht nur Kraftwerke, sondern auch Windparks und andere Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht mit festen Einspeisevergütungen gefördert werden. Rückläufige Strompreise können zu außerplanmäßigen Abschreibungen führen.

  Bei Strombezugsverträgen, in denen fixe Konditionen vereinbart sind, besteht die Gefahr, dass wir mehr für den Strom bezahlen müssen, als wir bei seinem Weiterverkauf am Markt einnehmen. Gegebenenfalls müssen wir dann Rückstellungen bilden. Ein solches Risiko sehen wir u. a. bei unseren beiden 2005/2006 abgeschlossenen Kontrakten

über Strombezüge aus dem 1.055-MW-Steinkohlekraftwerk Datteln 4. Die Anlage wird nach Einschätzung des Betreibers Uniper im Sommer 2020 ans Netz gehen, zehn Jahre später als geplant. Wir wollen die Bezugsverträge anpassen oder kündigen und haben deshalb den Rechtsweg eingeschlagen.

Die Stromgroßhandelspreise in unseren wichtigsten Erzeugungsmärkten Deutschland, Großbritannien und Niederlande liegen heute weit über den Tiefstständen von 2016. Ausschlaggebend dafür ist die Preisentwicklung bei Brennstoffen und CO_2-Emissionsrechten. Nicht ausgeschlossen werden kann, dass die Stromnotierungen wieder stark unter Druck geraten. Dazu könnte auch der fortgesetzte Ausbau der erneuerbaren Energien beitragen. Aber wir sehen auch die Chance einer für uns positiven Preisentwicklung, nicht zuletzt wegen des deutschen Kernenergie- und Kohleausstiegs. Durch den Abbau gesicherter Erzeugungsleistung könnte es zum vermehrten Auftreten von Knappheitsphasen mit hohen Strompreisen kommen.

Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir anhand aktueller Notierungen im Terminhandel und erwarteter Volatilitäten. Für unsere Kraftwerke begrenzen wir diese Risiken dadurch, dass wir ihren Strom größtenteils auf Termin verkaufen und dabei die für seine Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO_2-Emissionsrechte preislich absichern.

Um Commodity-Positionen abzusichern, setzen wir auch Finanzinstrumente ein. Im Konzernabschluss werden solche Instrumente – auch wenn sie der Begrenzung von Zins- und Währungsrisiken dienen – zumeist durch den Ausweis bilanzieller Sicherungsbeziehungen abgebildet. Nähere Ausführungen dazu finden Sie auf Seite 113 ff. im Anhang.

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. Im Auftrag und auf Rechnung der Kraftwerksgesellschaften vermarktet sie große Teile unserer Erzeugungsposition und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO_2-Zertifikate ein. Die Funktion von RWE Supply & Trading als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Risiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten zu begrenzen. Die Handelsgeschäfte dienen allerdings nicht ausschließlich der Risikominderung. In einem durch Risikolimite begrenzten Umfang geht RWE Supply & Trading Commodity-Positionen ein, um 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 von 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 bestimmten Wahrscheinlichkeit in einer definierten 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. €; der höchste Tageswert lag bei 22 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 mögliche Folgen auf die Ertragslage und steuern gegen, wenn wir Risiken für zu hoch halten.

Das Management unseres Gasportfolios und das Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) ist in einer eigenen Organisationseinheit bei der RWE Supply & Trading gebündelt. Für diese Aktivitäten haben wir eine VaR-Obergrenze von 14 Mio. € festgelegt; 2019 kamen wir auf einen Durchschnittswert von 6 Mio. €; der höchste Tageswert lag bei 8 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 2020 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.

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 wir für die Teilnahme am nationalen Kapazitätsmarkt erhalten. Die Vergütungen werden in jährlichen Auktionen ermittelt. Je nach Angebot und Nachfrage können sie unterschiedlich hoch ausfallen.

Marktrisiken sind wir auch im Gasspeichergeschäft ausgesetzt, das durch die Transaktion mit E.ON an Bedeutung für uns gewonnen hat. Wie auf Seite 31 erläutert, hängen die erzielbaren Margen hier in hohem Maße von saisonalen Differenzen beim Gaspreis ab. Sind die Preisunterschiede groß, lassen sich durch das Ausnutzen dieser Unterschiede hohe Erträge erzielen, sind sie niedrig, fallen auch die Erträge gering aus. Das deutsche Gasspeichergeschäft ist derzeit von Überkapazitäten und hohem Margendruck geprägt. Wir sind aber zuversichtlich, dass sich die Marktbedingungen auf längere Sicht wieder verbessern 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. Diese sind gerade in der konventionellen Stromerzeugung nicht mehr gegeben. Ambitionierte Emissionsminderungsziele haben die Regierungen in unseren Kernmärkten dazu veranlasst, wiederholt in den Energiesektor einzugreifen. Jüngste Beispiele sind die Kohleausstiegsbeschlüsse in Deutschland und den Niederlanden, über die wir auf Seite 42 ff. ausführlich informieren. Mit der Bundesregierung haben wir uns nach intensiven Verhandlungen auf eine vorzeitige Schließung von Braunkohlekraftwerken und Tagebauen verständigt. Dafür wurden uns Kompensationen zugesagt, die unsere erwarteten finanziellen Belastungen aber nicht voll abdecken. Zudem sehen wir das Risiko, dass die tatsächlichen Belastungen noch höher ausfallen als geplant – und damit auch die Ergebniseinbußen für RWE. In den Niederlanden sieht die Gesetzgebung zum Kohleausstieg überhaupt keine Kompensationen für die betroffenen Stromerzeuger vor. Dennoch bemühen wir uns auch dort um einen Ausgleich unserer finanziellen Nachteile und leiten nötigenfalls rechtliche Schritte ein.

Sosehr uns die jüngsten Kohleausstiegsbeschlüsse belasten, so sehr können sie auch zur Deeskalation im Streit um die Kohleverstromung beitragen und damit die Planungssicherheit der Kraftwerksbetreiber erhöhen. Allerdings bleibt das Risiko, dass sich der regulatorische Druck ungeachtet dessen weiter erhöht, etwa durch die Einführung von CO_2-Mindestpreisen oder die Festlegung extrem restriktiver Grenzwerte für Schadstoffemissionen.

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 unserer radioaktiven Abfälle. Aus den Entsorgungsaufgaben, die in unserem Zuständigkeitsbereich verblieben sind, ergeben sich für uns allerdings 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.

Verbessert hat sich die Risikolage auch beim britischen Kapazitätsmarkt. Dieser war im November 2018 außer Kraft gesetzt worden, weil das Gericht der Europäischen Union die 2014 erteilte beihilferechtliche Genehmigung durch die EU-Kommission für unwirksam erklärt hatte. Im Oktober 2019 hat die Kommission den Kapazitätsmarkt nach umfänglicher Prüfung erneut genehmigt. Dadurch konnten die Kapazitätsvergütungen wieder aufgenommen und einbehaltene Prämien nachträglich ausbezahlt werden.

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 (OVG) Münster im Oktober 2018 verfügte vorläufige Stopp der Rodung des Hambacher Forstes, durch den die Fortführung des Tagebaus Hambach beeinträchtigt wurde. Das beim OVG anhängige Verfahren dürfte allerdings an Bedeutung verlieren, da wir uns inzwischen mit der Bundesregierung auf den Erhalt des Forstes verständigt haben.

In Deutschland müssen wir für Strom, den wir in unseren Kraftwerken und Tagebauen selbst verbrauchen, keine Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

entrichten. Die Rechtslage zur Nutzung des sogenannten Eigenstromprivilegs ist allerdings unscharf und bedarf in Einzelpunkten noch höchstrichterlicher Klärung, beispielsweise im Hinblick auf die EEG-Befreiung bei gepachteten Anlagen. Es besteht die Gefahr, dass die Möglichkeiten, vom Eigenstromprivileg zu profitieren, beschränkt werden und gegebenenfalls sogar Nachzahlungen für vergangene Jahre zu leisten sind.

Durch die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON und innogy positionieren wir uns auf einem Gebiet des Energiesektors, das sich durch relativ stabile Rahmenbedingungen und breite gesellschaftliche Akzeptanz auszeichnet. Allerdings gibt es auch hier regulatorische Risiken. Anpassungen der staatlichen Fördersysteme können dazu führen, dass sich die erzielbaren Vergütungen verringern und neue Projekte nicht mehr attraktiv sind. Investitionsvorhaben müssen dann möglicherweise abgebrochen werden. Denkbar ist auch, dass fest zugesagte staatliche Vergütungen nachträglich gekürzt werden. Im Dialog mit der Politik weisen wir darauf hin, dass verlässliche Rahmenbedingungen eine Grundvoraussetzung dafür sind, dass Unternehmen in die Schaffung einer nachhaltigen, klimafreundlichen Energieinfrastruktur investieren.

Obwohl sich unsere regulatorischen und politischen Risiken verringert haben, stufen wir sie unverändert als „hoch“ ein. Die größte Bedeutung messen wir dabei den Belastungen bei, die durch den deutschen Kohleausstieg auf uns zukommen und nicht durch staatliche Kompensationszahlungen aufgefangen werden.

- **Rechtliche Risiken.** Einzelne Unternehmen 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 Konzerngesellschaften 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 – soweit erforderlich – 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 Risiken ab, die zum Veräußerungszeitpunkt noch unbekannt sind. Die beschriebenen Absicherungsinstrumente sind Standard beim Verkauf von Gesellschaften und Beteiligungen.

  Derzeit sehen wir nur geringe rechtliche Risiken. Ende 2019 wurde eine Schadensersatzklage gegen uns wegen eines gescheiterten Joint Ventures mit der russischen Sintez-Gruppe abgewiesen. Damit ist unser einziges Rechtsrisiko der Kategorie „mittel“ weggefallen.

- **Operative Risiken.** RWE betreibt technologisch komplexe und vernetzte Produktionsanlagen, wie z. B. konventionelle Kraftwerke, Tagebaue oder große Windparks an Land und im Meer. Bei Schäden und außerplanmäßigen Stillständen sind erhebliche Ergebniseinbußen möglich. Werden solche Anlagen gebaut oder modernisiert, können Verzögerungen eintreten und die Kosten unplanmäßig steigen, etwa infolge von Unfällen, Materialfehlern, verspäteten Zulieferungen oder zeitaufwendigen Genehmigungsverfahren. Bei Erneuerbare-Energien-Anlagen besteht außerdem die Gefahr, dass sich eine verspätete Inbetriebnahme nachteilig auf die Förderung auswirkt. Den beschriebenen Risiken begegnen wir mit einem sorgfältigen Betriebs- und Projektmanagement sowie hohen Sicherheitsstandards. Darüber hinaus prüfen und warten wir regelmäßig unsere Anlagen. Soweit wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir Versicherungen ab.

  Bei Investitionen besteht das Risiko, dass die Erträge unter den Erwartungen bleiben; im Falle von Akquisitionen könnte sich der gezahlte Preis dann rückblickend als zu hoch erweisen. Wenn Investitionsentscheidungen anstehen, machen wir umfassende Analysen, um die finanziellen und strategischen Auswirkungen realitätsnah abzubilden. Außerdem gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse, die bei der Vorbereitung und Umsetzung der Entscheidungen einzuhalten sind.

  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 liegen wie im Vorjahr in der Kategorie „mittel“.

- **Finanzwirtschaftliche Risiken.** Marktzinsen, Währungs- und Aktienkurse sowie Sicherheitsleistungen bei Termingeschäften können unsere Finanzlage stark beeinflussen. 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 im vergangenen Jahr bei durchschnittlich 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. Unser CFaR belief sich 2019 auf durchschnittlich 18 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. Auf Seite 144 ff. im Anhang stellen wir dar, wie stark sich Veränderungen der Zinsen auf die Barwerte unserer Pensionsverpflichtungen und auf die Kernenergie- und Bergbaurückstellungen auswirken.

  Wechselkursrisiken ergeben sich für uns vor allem wegen unserer Geschäftstätigkeit in Großbritannien und den USA. 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 sie nötigenfalls ab. Der VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag im Berichtsjahr bei durchschnittlich 2 Mio. €.

  Zu den Wertpapieren in unserem Bestand zählen auch Aktien. Unsere derzeit größte Einzelposition ist der 15 %-Anteil an E.ON, der zum Jahresende 2019 einen Marktwert von 3,8 Mrd. € hatte. Starke Kursveränderungen bei der E.ON-Aktie können unsere Finanzkraft erheblich beeinflussen. Neben der Beteiligung an E.ON halten wir umfangreiche Aktienbestände in unserem Asset Management. Der VaR für das Kursrisiko bei diesen Papieren (ohne den E.ON-Anteil) betrug 2019 durchschnittlich 5 Mio. €.

  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 Marktnotierungen zum jeweiligen Stichtag 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 CO_2-Emissionsrechten. Diese Entwicklung birgt Risiken für uns. Allerdings steigt dadurch auch die Chance, hohe Sicherheitsleistungen von Kontraktpartnern zu erhalten – verbunden mit einer temporären Erhöhung unseres Eigenkapitals.

  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 63 erläutert, sehen Moody's und Fitch unsere 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 der Liquiditätsbedarf bei der Besicherung von Termingeschäften würde sich dadurch wahrscheinlich erhöhen.

  Unsere Wachstumsstrategie auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien sieht vor, dass wir jährlich 1,5 bis 2,0 Mrd. € zuzüglich Einnahmen aus dem Verkauf von Projektanteilen für Investitionen einsetzen. Dadurch entsteht das Risiko einer fehlenden zeitlichen Kongruenz von Mittelbeschaffung und Mittelverwendung. Denn während wir bei unseren Investitionen oft an feste Zeitrahmen gebunden sind, können sich die zur Refinanzierung erforderlichen Desinvestitionen verspäten oder scheitern. In solchen Fällen würden unsere Nettoschulden – zumindest temporär – höher ausfallen.

  Wir ordnen unsere finanzwirtschaftlichen Risiken wie im Vorjahr in die Kategorie „mittel" ein.

- **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. Bis September 2019 war hier auch die Möglichkeit eines Scheiterns des Tauschgeschäfts mit E.ON berücksichtigt. Dieses Risiko, das wir wegen seines enormen Schadenspotenzials als hoch eingestuft hatten, besteht nicht mehr. Deshalb ist das Gesamtrisiko der Risikoklasse nur noch gering.

Risiken und Chancen von RWE: Gesamtbeurteilung durch die Unternehmensleitung. Wie die Ausführungen in diesem Kapitel zeigen, hat sich die Risikolage von RWE insgesamt verbessert. Die Gefahr eines Scheiterns unseres Tauschgeschäfts mit E.ON besteht nicht mehr, und unser operatives Geschäft wird durch den hohen Ergebnisbeitrag der erneuerbaren Energien stabiler und krisenresistenter. Auch die Wiedereinsetzung des britischen Kapazitätsmarktes wirkt sich positiv aus. Dennoch sind wir weiterhin erheblichen Risiken ausgesetzt. Vor allem der deutsche Kohleausstieg hat negative Folgen für uns. Die uns zugesagten staatlichen Kompensationen reichen nicht aus, um den absehbaren Schaden auszugleichen. Diese Lücke könnte sich sogar vergrößern, falls die tatsächlichen Belastungen unsere Erwartungen übersteigen. Positiv ist die mit dem Ausstiegspfad gewonnene Planungssicherheit. Regulatorische Risiken gibt es in begrenztem Umfang auch bei den erneuerbaren Energien. Hier könnten Kürzungen der staatlichen Förderung dazu führen, dass sich Investitionsvorhaben nicht mehr lohnen. Bei rückwirkenden Eingriffen in das Fördersystem könnten auch Bestandsanlagen unrentabel werden. Weitere bedeutende regulatorische Risiken sehen wir derzeit nicht. Auch der EU-Austritt Großbritanniens hat aller Voraussicht nach keine wesentlichen Auswirkungen auf unser Geschäft.

Neben dem regulatorischen Umfeld können sich auch die Marktbedingungen stark verändern. Vor allem in der Stromerzeugung ergeben sich dadurch Risiken für uns. Bei rückläufigen Preisen im Stromgroßhandel drohen uns Margeneinbußen. Allerdings sehen wir auch die Chance positiver Preis- und Margenentwicklungen. In unserem Hauptmarkt Deutschland könnten wir von temporären Preisspitzen profitieren, die bei der zu erwartenden Verknappung konventioneller Erzeugungskapazitäten vermehrt auftreten dürften.

Durch massive Umstrukturierungen, effizienzverbessernde Maßnahmen und strikte Investitionsdisziplin 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 unsere Zahlungsverpflichtungen fristgerecht erfüllen können. Wir verfügen über erhebliche flüssige Mittel und großen Fremdfinanzierungsspielraum 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 schaffen wir die Voraussetzungen dafür, dass wir dies auch in Zukunft gewährleisten können.

Rechnungslegungsbezogenes internes 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. Beispielsweise könnte ein zu hoch ausgewiesenes Ergebnis dazu führen, dass Kapitalanleger in das Unternehmen investieren. 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. Unser Rechnungswesen nimmt diese Aufgaben wahr. Dabei kann es auf ein konzernweit gültiges Regelwerk zurückgreifen. Außerdem haben wir ein Komitee eingerichtet, das darauf hinwirkt, dass das IKS im gesamten Konzern mit hohen Ansprüchen an Korrektheit und Transparenz und nach einheitlichen Grundsätzen „gelebt" wird. Das IKS-Komitee besteht aus Vertretern der Bereiche Rechnungswesen, Controlling & Risikomanagement und Interne Revision & Compliance sowie Verantwortlichen 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. die Aufstellung von Einzelabschlüssen oder die Konsolidierung, werden sie von Mitarbeitern aus dem Rechnungswesen durchgeführt. Bei Prozessen, die in unserem Auftrag von Dienstleistungszentren abgewickelt werden, etwa die Bearbeitung von Rechnungen, wird die Angemessenheit und Wirksamkeit der Kontrollen von einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft bescheinigt. Für die Funktionen Finanzen, Personal, Einkauf, Handel und IT dokumentieren die jeweils Verantwortlichen, ob den vereinbarten IKS-Qualitätsstandards entsprochen wurde. Darüber hinaus begleitet unsere Interne Revision die IKS-Prüfung. Die Ergebnisse der Untersuchungen werden in einem Bericht an den Vorstand der RWE AG dokumentiert.

Bei der Überprüfung, die wir 2019 vorgenommen haben, hat sich das IKS erneut als wirksam erwiesen. Die Tests bezogen sich auf RWE ohne innogy. Allerdings hat unsere inzwischen veräußerte Tochtergesellschaft das oben beschriebene Prüfverfahren analog angewendet. Die dabei erzielten Ergebnisse sind in die Einschätzung des IKS von RWE eingeflossen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen Bilanzeid 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

In der Prognose für 2020 ist die neue RWE bereits voll reflektiert. Das Geschäft mit den erneuerbaren Energien, das wir im September 2019 von E.ON übernommen haben, trägt nun erstmals ganzjährig zum Konzernergebnis bei. Dies wird sich positiv im bereinigten EBITDA niederschlagen, das wir auf 2,7 bis 3,0 Mrd. € veranschlagen. Gegenüber dem Vorjahreswert von 2,5 Mrd. € wäre das ein deutliches Plus. Dabei profitieren wir auch vom fortschreitenden Ausbau unserer Windkraft- und Solarkapazitäten. Im Energiehandel werden wir dagegen wohl nicht an das außergewöhnlich gute Ergebnis von 2019 anknüpfen können.

Experten rechnen mit stabilem Wachstum. Nach ersten Prognosen wird das globale Wirtschaftswachstum 2020 mit rund 2,5 % etwa so hoch sein wie im vergangenen Jahr. Die Konjunkturaussichten für den Euroraum sind ebenfalls mit 2019 vergleichbar: Die Wirtschaftsleistung dürfte hier wieder um etwa 1 % steigen. Für Deutschland rechnen Experten mit einem ähnlichen Wert, während das Wachstum in den Niederlanden wohl erneut über dem Durchschnitt der Euroländer liegen wird. Die Perspektiven Großbritanniens hängen u. a. davon ab, ob das Land seine engen Wirtschaftsbeziehungen mit der EU nach dem Brexit aufrechterhalten kann. Falls ja, sollte ein Anstieg des Bruttoinlandsprodukts um 1 % erreichbar sein. Für die USA wird ein Wachstum von rund 2 % geschätzt.

Stagnierender Stromverbrauch erwartet. Unsere Erwartungen zur Höhe des diesjährigen Stromverbrauchs stützen sich auf die oben dargestellten Konjunkturprognosen. Sollte die deutsche Wirtschaft im erwarteten Ausmaß wachsen, ist mit einer gegenüber 2019 stabilen Stromnachfrage zu rechnen. Das setzt voraus, dass der 2019 beobachtete Rückgang der Industrieproduktion zum Stoppen kommt. Allerdings ist in Deutschland – wie in anderen RWE-Märkten auch – mit dämpfenden Effekten aus Energieeinsparungen zu rechnen. Der Stromverbrauch in Großbritannien dürfte ebenfalls auf dem Vorjahresniveau liegen. In den Niederlanden wird er wegen der dynamischeren Konjunktur wohl leicht steigen. Für die USA erwarten wir trotz der günstigen Wachstumsprognose eine stagnierende Stromnachfrage, weil wir davon ausgehen, dass sich der Energiebedarf für Raumklimatisierung weiter verringert. Dabei unterstellen wir Sommertemperaturen auf Normalniveau, die damit etwas niedriger sein würden als 2019.

Stromproduktion für 2020 bereits größtenteils 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 2020 bereits nahezu vollständig auf Termin verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und CO_2-Emissionsrechte preislich abgesichert. Diese Transaktionen sind mit bis zu dreijährigem Vorlauf getätigt worden. Die dabei realisierten Stromnotierungen können daher deutlich vom aktuellen Marktniveau abweichen. Für den Strom unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke, den wir besonders früh auf Termin verkauft haben, haben wir für 2020 höhere Preise realisiert als für 2019.

Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON und Vertrag zum Braunkohleausstieg im Fokus. Im laufenden Geschäftsjahr wollen wir das Tauschgeschäft mit E.ON zügig abschließen. Sobald die fortgeführten innogy-Aktivitäten auf uns übertragen worden sind, ist die neue RWE auch in rechtlicher Hinsicht komplett. Darüber hinaus wird der deutsche Kohleausstieg ein zentrales Thema für uns bleiben. Nachdem wir uns mit der Bundesregierung über die Ausstiegskonditionen für unsere Braunkohlekraftwerke und Tagebaue verständigt haben, gilt es nun, diese in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag zu verankern. Nur so können wir sicherstellen, dass unsere Rheinische Braunkohlewirtschaft mit ihren rund 10.000 Beschäftigten eine verlässliche Perspektive hat.

Finanzberichterstattung 2020 spiegelt neue RWE wider. In der diesjährigen Finanzberichterstattung ist die neue RWE bereits von Anfang an reflektiert. Das im September 2019 von E.ON auf RWE übertragene Erneuerbare-Energien-Geschäft und die im gleichen Monat transferierten Minderheitsanteile an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland werden 2020 erstmals ganzjährig zum Konzernergebnis beitragen. Daneben beziehen wir die innogy-Aktivitäten, die wir fortführen werden, weiterhin in unsere Zahlen ein, obwohl sie rechtlich noch zum E.ON-Konzern gehören.

Ausblick[1] in Mio. €	Ist 2019	Prognose 2020
Bereinigtes EBITDA	2.489	2.700–3.000
Davon:		
Kerngeschäft	2.183	2.150–2.450
Davon:		
Offshore Wind	614	900–1.100
Onshore Wind / Solar	295	500–600
Wasser / Biomasse / Gas	671	550–650
Energiehandel	731	150–350
Kohle / Kernenergie	307	500–600
Bereinigtes EBIT	1.267	1.200–1.500
Bereinigtes Nettoergebnis	–	850–1.150

1 Neue Segmentstruktur; die Vorjahreszahlen wurden angepasst.

Ab 2020 stellen wir den Konzern in einer neuen Segmentstruktur dar. Die provisorischen Positionen „Fortgeführte innogy-Aktivitäten" und „Übernommene E.ON-Aktivitäten" haben wir aufgelöst und die Erzeugungsaktivitäten nach Maßgabe des verwendeten Energieträgers neu aufgegliedert. Wir unterscheiden nun die folgenden fünf Segmente: (1) Offshore Wind, (2) Onshore Wind / Solar, (3) Wasser / Biomasse / Gas, (4) Energiehandel und (5) Kohle / Kernenergie. Die Segmente (1) bis (4) bilden unser Kerngeschäft. Hier wollen wir wachsen. Unter (5) fassen wir unsere deutsche Stromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle und Kernenergie zusammen. Für diese Technologien gibt es staatlich vorgegebene Ausstiegspfade, sodass der Rückbau von Anlagen und die Rekultivierung von Tagebauflächen im Vergleich zur Stromproduktion an Bedeutung gewinnen werden. Zum Zweck der Vergleichbarkeit werden die Zahlen für 2019 in die neue Segmentstruktur überführt.

Bereinigtes EBITDA für das Geschäftsjahr 2020 auf 2,7 bis 3,0 Mrd. € veranschlagt. Unsere operative Ertragslage dürfte sich weiter verbessern. Wir rechnen für 2020 mit einem bereinigten EBITDA in der Größenordnung von 2.700 bis 3.000 Mio. € (Vorjahr: 2.489 Mio. €); davon werden voraussichtlich 2.150 bis 2.450 Mio. € im Kerngeschäft erwirtschaftet. Bei erwarteten betrieblichen Abschreibungen von rund 1.500 Mio. € ergibt sich für unser bereinigtes Konzern-EBIT ein Korridor von 1.200 bis 1.500 Mio. € (Vorjahr: 1.267 Mio. €). In diesen Zahlen nicht berücksichtigt sind Dividendenerträge aus unserer 15 %-Beteiligung an E.ON, die wir im Finanzergebnis erfassen.

Das bereinigte Nettoergebnis veranschlagen wir auf 850 bis 1.150 Mio. €. Vom IFRS-Nettoergebnis unterscheidet es sich dadurch, dass das von Sondersachverhalten geprägte neutrale Ergebnis und weitere wesentliche Sondereinflüsse inklusive der darauf entfallenden Steuern herausgerechnet werden. Für die beiden vergangenen Jahre haben wir kein bereinigtes Nettoergebnis ermittelt, da es wegen der erheblichen Einmaleffekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON nur begrenzt aussagefähig gewesen wäre.

Die positive Ergebnisentwicklung ist in erster Linie dem Erneuerbare-Energien-Geschäft zuzuordnen, das wir von E.ON übernommen haben: Weil wir es seit dem 18. September 2019 in unseren Zahlen erfassen, wird es 2020 erstmals mit vollen zwölf Monaten zum Ergebnis beitragen. Dagegen wird RWE Supply & Trading wohl nicht an die außergewöhnlich gute Handelsperformance des Vorjahres anknüpfen können.

Zu den einzelnen Segmenten:

- Offshore Wind: In diesem Segment stellen wir unser Geschäft mit Offshore-Windkraftanlagen dar. Wir werden damit 2020 voraussichtlich ein bereinigtes EBITDA von 900 bis 1.100 Mio. € erwirtschaften. Gegenüber dem Vorjahreswert (614 Mio. €), in dem das übernommene E.ON-Geschäft nur mit dreieinhalb Monaten berücksichtigt wurde, ist das ein deutliches Plus.

- Onshore Wind / Solar: Hier bündeln wir unsere Aktivitäten auf dem Gebiet der Onshore-Windkraft und der Photovoltaik. Das bereinigte EBITDA des Segments wird voraussichtlich bei 500 bis 600 Mio. € und damit deutlich über dem Vorjahreswert (295 Mio. €) liegen. Neben der erstmals ganzjährigen Einbeziehung des E.ON-Geschäfts wird auch die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten zum Ergebnisanstieg beitragen.

- Wasser / Biomasse / Gas: Das Segment umfasst unsere Laufwasser-, Pumpspeicher-, Biomasse- und Gaskraftwerke. Die niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven gehören auch dazu, weil wir in ihnen verstärkt Biomasse mitverbrennen. Daneben ist das Steinkohlekraftwerk Aberthaw, das Ende 2019 stillgelegt wurde, noch im Segment berücksichtigt. Außerdem erfassen wir hier unseren 37,9 %-Anteil an dem auf Wasserkraft spezialisierten österreichischen Energieversorger Kelag. Für 2020 rechnen wir in dem Segment mit einem bereinigten EBITDA von 550 bis 650 Mio. €. Gegenüber 2019 (671 Mio. €) wäre das ein Rückgang. Hauptgrund dafür sind niedrigere Vergütungen im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes. Im vergangenen Jahr hatten wir von Prämien-Nachzahlungen für 2018 profitiert.

- Energiehandel: In diesem Segment sind ab 2020 auch die deutschen und tschechischen Gasspeicher von innogy enthalten. Auf lange Sicht erwarten wir hier nun ein jahresdurchschnittliches bereinigtes EBITDA in der Größenordnung von 250 Mio. €. Meistens dürfte dabei ein Korridor von 150 bis 350 Mio. € eingehalten werden. Nach dem außergewöhnlich hohen Ergebnis von 2019 (731 Mio. €) rechnen wir für das laufende Geschäftsjahr mit einem Wert innerhalb des angegebenen Korridors.

- Kohle / Kernenergie: Hier erfassen wir unsere deutschen Braunkohle-, Steinkohle- und Kernkraftwerke sowie die Braunkohleförderung im Rheinischen Revier. Das bereinigte EBITDA des Segments veranschlagen wir auf 500 bis 600 Mio. € und damit deutlich oberhalb des Vorjahreswerts (307 Mio. €). Gründe dafür sind höhere Kraftwerksmargen und der nun ganzjährige Ergebniseffekt aus der Übernahme der Minderheitsanteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland.

Sachinvestitionen deutlich über Vorjahr. Die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden wohl wesentlich höher sein als 2019 (2.090 Mio. €), u. a. weil das von E.ON erhaltene Erneuerbare-Energien-Geschäft erstmals mit vollen zwölf Monaten berücksichtigt wird. Aber auch ohne diesen Effekt dürften die Sachausgaben in unserem Kerngeschäft steigen. Grund dafür ist, dass wir im laufenden Jahr einige große Windparks bauen, z. B. Triton Knoll in der britischen Nordsee und Big Raymond in Texas. Außerhalb des Kerngeschäfts im Segment Kohle / Kernenergie planen wir Sachinvestitionen von 200 bis 300 Mio. €, die im Wesentlichen der Instandhaltung unserer Kraftwerke und Tagebaue dienen.

Nettoschulden sollen das Dreifache des EBITDA nicht überschreiten. Eine wichtige Steuerungsgröße ist für uns das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts (Leverage Factor). Diese Kennzahl ist aussagekräftiger als die absolute Höhe der Verbindlichkeiten, da sie auch auf die Ertragskraft abstellt – und damit unsere Fähigkeit, die Schulden zu bedienen. Wir haben für den Leverage Factor eine Obergrenze von 3,0 festgelegt, die wir langfristig einhalten wollen. Dabei verwenden wir eine neue Definition der Nettoschulden: Unsere Bergbaurückstellungen, die hauptsächlich die Verpflichtungen zur Rekultivierung von Tagebauflächen abbilden, werden künftig nicht mehr darin enthalten sein. Entsprechendes gilt für Aktiva, mit denen wir diese Rückstellungen decken. Dazu zählen derzeit unsere 15 %-Beteiligung an E.ON und der Anspruch auf Entschädigung für den Braunkohleausstieg in Höhe von 2,6 Mrd. €, der 2019 noch in den Nettoschulden berücksichtigt war.

Dividende für das Geschäftsjahr 2020. Die Ausschüttungspolitik der RWE AG wird auch künftig am Grundsatz der wirtschaftlichen Nachhaltigkeit ausgerichtet sein. Der Vorstand strebt für das Geschäftsjahr 2020 eine gegenüber 2019 leicht erhöhte Dividende je Aktie in Höhe von 0,85 € an. In den folgenden Jahren soll die Ausschüttung nach Maßgabe der Ergebnisentwicklung in unserem Kerngeschäft weiter kontinuierlich steigen.

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 2020

Der Vorstand

Schmitz Krebber

Konzernabschluss

03

3.1 Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	(s. Anhang)	2019	2018[1]
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	**13.277**	**13.547**
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	152	141
Umsatzerlöse	(1)	**13.125**	**13.406**
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	4.756	630
Materialaufwand	(3)	9.078	9.998
Personalaufwand	(4)	2.526	1.895
Abschreibungen	(5), (10)	3.166	948
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	3.254	906
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7), (12)	321	211
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	8	– 42
Finanzerträge	(8)	688	472
Finanzaufwendungen	(8)	1.626	881
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern		**– 752**	**49**
Ertragsteuern	(9)	– 92	103
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten		**– 660**	**– 54**
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten		9.816	1.127
Ergebnis		**9.156**	**1.073**
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		643	679
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		15	59
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		**8.498**	**335**
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie in €	(26)	**13,82**	**0,54**
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €		– 1,13	– 0,32
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €		14,95	0,86

1 Angepasste Werte: Wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsatzerlösen und Materialaufwendungen, die im Wesentlichen Derivatgeschäfte betrafen, haben sich diese beiden Positionen in der Berichtsperiode 2018 um jeweils 90 Mio. € verringert. Zudem wurden durch die Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung „Failed-own-Use" die Umsatzerlöse um 108 Mio. € erhöht und die Materialaufwendungen um 149 Mio. € verringert. Dies führte zu keinen Ergebniseffekten, da sich in diesem Zusammenhang die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 44 Mio. € und die sonstigen betrieblichen Erträge um 301 Mio. € verringerten.

3.2 Gesamtergebnisrechnung

Beträge nach Steuern in Mio. €	(s. Anhang)	2019	2018
Ergebnis		**9.156**	**1.073**
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen		-639	-1.183
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12)	130	13
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten		279	-105
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind		**-230**	**-1.275**
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(20)	1.060	-8
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten		27	-18
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(27)	479	3.170
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(12), (20)	-15	-1
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind		**1.551**	**3.143**
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		**1.321**	**1.868**
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		**10.477**	**2.941**
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		9.687	2.350
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		15	59
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		775	532

3.3 Bilanz

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2019	31.12.2018
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	4.809	2.193
Sachanlagen	(11)	19.097	12.409
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(12)	3.236	1.467
Übrige Finanzanlagen	(13)	4.391	400
Finanzforderungen	(14)	128	110
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	3.320	946
Ertragsteueransprüche		264	246
Latente Steuern	(16)	706	824
		35.951	**18.595**
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	(17)	1.585	1.631
Finanzforderungen	(14)	2.359	2.782
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen		3.621	1.963
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(15)	12.756	7.408
Ertragsteueransprüche		196	101
Wertpapiere	(18)	3.258	3.609
Flüssige Mittel	(19)	3.192	3.523
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		1.274	40.496
		28.241	**61.513**
		64.192	**80.108**

Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2019	31.12.2018
Eigenkapital	(20)		
Anteile der Aktionäre der RWE AG		16.945	8.736
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG			940
Anteile anderer Gesellschafter		503	4.581
		17.448	**14.257**
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	18.936	14.366[1]
Finanzverbindlichkeiten	(23)	3.924	1.998
Ertragsteuerverbindlichkeiten	(24)	1.050	1.497[1]
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	849	508
Latente Steuern	(16)	2.259	1.638
		27.018	**20.007**
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	(22)	2.638	2.572[1]
Finanzverbindlichkeiten	(23)	1.810	766
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen		2.987	2.429
Ertragsteuerverbindlichkeiten	(24)	193	81[1]
Übrige Verbindlichkeiten	(25)	11.588	7.200
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		510	32.796
		19.726	**45.844**
		64.192	**80.108**

1 Angepasste Werte: Aufgrund der Agenda-Entscheidung des IFRS IC von September 2019 werden zuvor als Steuerrückstellungen ausgewiesene Sachverhalte nun in den Ertragsteuerverbindlichkeiten ausgewiesen.

3.4 Kapitalflussrechnung

in Mio. €	(s. Anhang, 30)	2019	2018
Ergebnis		-660	-54
Abschreibungen/Zuschreibungen		2.754	958
Veränderung der Rückstellungen		2.825	-418
Veränderung der latenten Steuern		44	-97
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-77	-6
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		-3.077	-245
Veränderung des Nettoumlaufvermögens		-2.786	4.473
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		**-977**	**4.611**
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		-546	2.037
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		**-1.523**	**6.648**
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen			
Investitionen		-1.767	-1.050
Einnahmen aus Anlagenabgängen		72	35
Akquisitionen/Beteiligungen			
Investitionen		-4	-196
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		623	39
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		1.592	-1.704
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (vor Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		**516**	**-2.876**
Erst-/Nachdotierung von Planvermögen		-42	-123
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		**474**	**-2.999**
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		-1.203	-1.405
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen)		**-729**	**-4.404**
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		-60	721
Veränderung von Hybridkapital		-869	
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-560	-1.025
Aufnahme von Finanzschulden		15.876	1.580
Tilgung von Finanzschulden		-14.198	-2.835
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten		**189**	**-1.559**
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten		35	569
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		**224**	**-990**
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		-2.028	1.254
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		15	13
Veränderung der flüssigen Mittel		**-2.013**	**1.267**
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		5.225	3.958
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen		1.702	25
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.523	3.933
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums		3.212	5.225
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen		20	1.702
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		**3.192**	**3.523**

3.5 Veränderung des Eigenkapitals

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. €	Gezeichnetes Kapital der RWE AG	Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	
(s. Anhang, 20)				
Stand: 01.01.2018	**1.574**	**2.385**	**2.393**	
Kapitalauszahlung				
Dividendenzahlungen[1]			-922	
Ergebnis			335	
Other Comprehensive Income			-1.126	
Total Comprehensive Income			-791	
Übrige Veränderungen			459	
Stand: 31.12.2018	**1.574**	**2.385**	**1.139**	
Kapitalauszahlung/- einzahlung				
Dividendenzahlungen[1]			-430	
Ergebnis			8.498	
Other Comprehensive Income			-125	
Total Comprehensive Income			8.373	
Übrige Veränderungen			-174	
Stand: 31.12.2019	**1.574**	**2.385**	**8.908**	

1 Nach Umgliederung von nicht beherrschenden Anteilen in die zur Veräußerung bestimmten Verbindlichkeiten gemäß IAS 32

Accumulated Other Comprehensive Income			**Anteile der Aktionäre der RWE AG**	Anteile der Hybrid-kapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	**Gesamt**
Unterschied aus der Währungs-umrechnung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten					
	Erfolgsneutral zum beizulegen-den Zeitwert bewertete Fremdkapital-instrumente	In Sicherungs-beziehung				
304	**31**	**36**	**6.723**	**940**	**4.283**	**11.946**
					-29	-29
			-922	-60	-506	-1.488
			335	59	679	1.073
-19	-14	3.174	2.015		-147	1.868
-19	-14	3.174	2.350	59	532	2.941
		126	585	1	301	887
285	**17**	**3.336**	**8.736**	**940**	**4.581**	**14.257**
				-869	6	-863
			-430	-61	-460	-951
			8.498	15	643	9.156
793	28	493	1.189		132	1.321
793	28	493	9.687	15	775	10.477
		-874	-1.048	-25	-4.399	-5.472
1.078	**45**	**2.955**	**16.945**		**503**	**17.448**

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 Stromproduzent mit erneuerbarer und konventioneller Erzeugung im Wesentlichen in Europa und den USA.

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2019 ist am 27. Februar 2020 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der Europäischen Union (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 2019.

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 20 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 dem eigenständigen Vehikel 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 176 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: 01.01.2019	**141**	**215**	**356**
Erstkonsolidierungen	7	105	112
Entkonsolidierungen	-90	-115	-205
Verschmelzungen		-4	-4
Stand: 31.12.2019	**58**	**201**	**259**

Anzahl at-Equity-bilanzierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2019	**9**	**12**	**21**
Erwerbe	2	8	10
Stand: 31.12.2019	**11**	**20**	**31**

Die Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen veränderte sich gegenüber dem Vorjahr im Wesentlichen aufgrund des Erwerbs der übernommenen E.ON-Aktivitäten (Erstkonsolidierungen) und des Abgangs der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten (Entkonsolidierungen).

Die Anzahl der at-Equity bilanzierten Gesellschaften verringerte sich aufgrund des mit E.ON vereinbarten Tauschgeschäfts und der damit einhergehenden Zuordnung zu den nicht fortgeführten Aktivitäten bereits im Geschäftsjahr 2018.

Zudem werden zwei (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 die fortgeführten innogy-Aktivitäten zusammen mit Scottish and Southern Energy (SSE) Renewables Holdings betreiben. 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 Erwerbs oder Verlusts der Beherrschung vorgenommen.

Durch Anteilsverkäufe, die zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus führten, wurden Veräußerungsergebnisse in Höhe von 18 Mio. € im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst (Vorjahr: – 46 Mio. €). Darüber hinaus wurde der aus dem Verkauf der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten resultierende Entkonsolidierungsgewinn in Höhe von 8.258 Mio. € in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten“ ausgewiesen.

Im Rahmen von Käufen bzw. Verkäufen von Tochterunternehmen und sonstigen Geschäftseinheiten, die zu einem Wechsel des Beherrschungsstatus führten, wurden Kaufpreise in Höhe von 3.592 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €) entrichtet und Verkaufspreise in Höhe von 14.296 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €) erzielt. Die Verkaufspreise wurden in Eigenkapitalanteilen (im Vorjahr: ausschließlich in Zahlungsmitteln) entrichtet und darüber hinaus mit anderen Zahlungen im Rahmen der mit E.ON vereinbarten Transaktion aufgerechnet. Letzteres gilt mit Ausnahme von 25 Mio. €, die in flüssigen Mitteln gezahlt wurden, auch für die Kaufpreise (im Vorjahr: ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet). In diesem Zusammenhang wurden flüssige Mittel (ohne Berücksichtigung von zur Veräußerung bestimmten Vermögenswerten) in Höhe von 113 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) erworben und in Höhe von 1.250 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) veräußert.

Unternehmenserwerbe

Übernommene E.ON-Aktivitäten

Am 18. September 2019 hat RWE im Rahmen des am 12. März 2018 mit der E.ON SE vertraglich vereinbarten weitreichenden Tauschs von Geschäftsteilen und Beteiligungen die Beherrschung über wesentliche Teile des vormaligen Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON erlangt. Die übernommenen Aktivitäten sind in Europa und den USA in den Geschäftsfeldern Onshore Wind und Offshore Wind sowie Photovoltaik tätig.

Die im Rahmen der Transaktion übernommenen Vermögenswerte und Schulden sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Bilanzposten in Mio. €	IFRS-Buchwerte (beizulegender Zeitwert) bei Erstkonsolidierung
Langfristige Vermögenswerte	**10.292**
Immaterielle Vermögenswerte	1.951
Sachanlagen	6.332
Sonstige langfristige Vermögenswerte	2.009
Kurzfristige Vermögenswerte	**1.886**
Langfristige Schulden	**3.979**
Rückstellungen	613
Finanzverbindlichkeiten	2.447
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	919
Kurzfristige Schulden	**5.260**
Nettovermögen	**2.939**
Kaufpreis	3.592
Geschäfts- oder Firmenwert	**653**

Der beizulegende Zeitwert der in den langfristigen und kurzfristigen Vermögenswerten enthaltenen Forderungen belief sich auf 1.663 Mio. € (davon Finanzforderungen in Höhe von 834 Mio. € und Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Höhe von 829 Mio. €) und entsprach dem Bruttobetrag der Forderungen, die voll einbringlich sind.

Seit der erstmaligen Konsolidierung haben die übernommenen E.ON-Aktivitäten 374 Mio. € zum Umsatz und 86 Mio. € zum Ergebnis des Konzerns beigetragen.

Der Kaufpreis betrug 3.592 Mio. €. Die Zahlung des Kaufpreises erfolgte in Höhe von 25 Mio. € in flüssigen Mitteln und wurde darüber hinaus mit anderen Zahlungen im Rahmen der mit E.ON vereinbarten Transaktion aufgerechnet.

Der Geschäfts- oder Firmenwert ist im Wesentlichen auf zu erwartende zukünftige Nutzen- und Synergieeffekte zurückzuführen.

Die erstmalige Bilanzierung des Unternehmenszusammenschlusses ist aufgrund der komplexen Struktur und Größe der Transaktion noch nicht abschließend festgestellt, insbesondere da der wesentliche Informationsaustausch erst nach Entfallen der Wettbewerbsbeschränkungen stattfinden konnte.

Wären alle Unternehmenszusammenschlüsse des Berichtszeitraums bereits zum 1. Januar 2019 erfolgt, würde das bereinigte EBITDA des Konzerns 2.982 Mio. € und der Konzernumsatz 13.904 Mio. € betragen.

Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten

Nicht fortgeführte innogy-Aktivitäten

Am 18. September 2019 hat RWE im Rahmen des am 12. März 2018 mit der E.ON SE vertraglich vereinbarten weitreichenden Tauschs von Geschäftsteilen und Beteiligungen die seit dem 30. Juni 2018 als nicht fortgeführte innogy-Aktivitäten ausgewiesenen Teile von innogy an die E.ON SE veräußert. Im Wesentlichen betraf dies den Großteil des Netz- und Vertriebsgeschäfts.

Im Rahmen der Transaktion war auch vereinbart worden, dass E.ON die originär zu innogy gehörenden Anteile am tschechischen Verteilnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) erwirbt. Zur Vorbereitung dieser Teiltransaktion hatte RWE Mitte Februar 2019 die Mehrheitsbeteiligung der innogy SE an der IGH erworben. Durch die Umsetzung der Vereinbarung mit E.ON ist ein Vorkaufsrecht für den Mitgesellschafter von IGH, das „Macquarie Infrastructure and Real Assets (MIRA) managed consortium of investors", ausgelöst worden. MIRA hat dieses Vorkaufsrecht am 29. April 2019 ausgeübt. Hierdurch hat MIRA die 50,04 %-Beteiligung zu gleichen Bedingungen und Konditionen erworben, wie sie von RWE an dritte Parteien, im konkreten Fall E.ON, verkauft worden wäre. Die Veräußerung an MIRA wurde am 30. September 2019 vollzogen. Aufgrund des unveränderten Gesamtplans zur Veräußerung des Netz- und Vertriebsgeschäfts wurde die IGH bis zur Entkonsolidierung am 30. September 2019 als Teil der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten ausgewiesen.

RWE hat Ende August 2019 von innogy die Anteile an der vollkonsolidierten und ebenfalls als Teil der nicht fortgeführten Aktivitäten ausgewiesenen Beteiligung am slowakischen Strom- und Gasversorger Východoslovenská energetika Holding a.s. (VSEH) erworben. Die Anteile an der VSEH wurden am 18. September 2019 noch nicht an E.ON übertragen. Da die vorgesehene Veräußerung der VSE-Gruppe aber Teil des Gesamtplans zur Veräußerung des Netz- und Vertriebsgeschäfts ist, wird die VSE-Gruppe weiterhin als nicht fortgeführte Aktivitäten ausgewiesen. Zum 31. Dezember 2019 umfassten die nicht fortgeführten Aktivitäten damit nur noch die VSE-Gruppe.

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 Aktivitäten dargestellt:

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	31.12.2019	Abgänge Q3 2019	31.12.2018
Langfristige Vermögenswerte			
Immaterielle Vermögenswerte	405	10.434	10.716
Sachanlagen	734	14.147	14.000
Sonstige langfristige Vermögenswerte	8	5.085	5.363
	1.147	**29.666**	**30.079**
Kurzfristige Vermögenswerte	**127**	**12.763**	**10.417**
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	9	5.212	4.557
Finanzverbindlichkeiten	225	13.521	14.147
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	131	2.622	3.065
	365	**21.355**	**21.769**
Kurzfristige Schulden	**145**	**13.443**	**11.027**

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	2019	2018
Umsatzerlöse[1]	23.890	34.077
Sonstige Erträge[2]	1.518	1.503
Aufwendungen[3]	23.214	33.877
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	2.194	1.703
Ertragsteuern	636	576
Entkonsolidierungsgewinn	8.258	
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten	9.816	1.127

1 Inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 1.402 Mio. € (Vorjahr: 2.570 Mio. €)
2 Inkl. Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 108 Mio. € (Vorjahr: 266 Mio. €)
3 Inkl. Aufwendungen mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 9.772 Mio. € (Vorjahr: 13.835 Mio. €)

Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 8.258 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten" ausgewiesen. Darin enthalten ist ein aus dem Verkauf der IGH resultierender Entkonsolidierungsgewinn in Höhe von 140 Mio. €.

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

Vom Anteil der Aktionäre der RWE AG an der Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income) entfallen 218 Mio. € (Vorjahr: 2.267 Mio. €) auf fortgeführte Aktivitäten und 9.469 Mio. € (Vorjahr: 83 Mio. €) auf nicht fortgeführte Aktivitäten.

Der gemäß IFRS 5 für die nicht fortgeführten Aktivitäten als Gesamtheit durchgeführte Werthaltigkeitstest zum 31. Dezember 2019 hat zu keinem Wertberichtigungsbedarf geführt.

RWE behält 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 seit dem 1. Januar 2018 zu. Daher werden sie weiterhin von RWE vollkonsolidiert und als Segment „Fortgeführte innogy-Aktivitäten" ausgewiesen.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschlussstichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf. Drei Tochtergesellschaften (Vorjahr: drei) haben mit dem 31. März einen abweichenden Abschlussstichtag. 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 vereinnahmt.

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 und 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.

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	Durchschnitt		Stichtag	
in €	2019	2018	31.12.2019	31.12.2018
1 US-Dollar	0,89	0,85	0,89	0,87
1 Pfund Sterling	1,14	1,13	1,18	1,12
100 tschechische Kronen	3,90	3,89	3,94	3,89
1 polnischer Zloty	0,23	0,23	0,23	0,23
1 dänische Krone	0,13	0,13	0,13	0,13
1 schwedische Krone	0,09	0,10	0,10	0,10
1 norwegische Krone	0,10	0,10	0,10	0,10

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. 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 gebrauchs- oder verkaufsfähigen 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	7 – 50
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	6 – 40
Windkraftanlagen	Bis zu 25
Gas- und Wasserspeicher	10 – 60
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	44 – 52
Sonstige regenerative Anlagen	5 – 50

Im Rahmen der jährlichen Überprüfung der Nutzungsdauern wurden die Nutzungsdauern von Windkraftanlagen auf bis zu 25 Jahre angepasst (zuvor: bis zu 23 Jahre). Diese Schätzungsänderung wurde prospektiv zum 1. Oktober 2019 vorgenommen. Daraus resultierte für 2019 eine Verminderung der planmäßigen Abschreibungen um 4 Mio. €. Für 2020 wird eine Verminderung der planmäßigen Abschreibungen in Höhe von 17 Mio. € erwartet.

Die Sachanlagen umfassen zudem Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen, bei denen RWE Leasingnehmer ist. Diese Nutzungsrechte werden zu Anschaffungskosten bewertet. Die Anschaffungskosten ergeben sich aus dem Barwert der Leasingzahlungen, angepasst um etwaige vorab geleistete Zahlungen, anfängliche direkte Kosten sowie mögliche Rückbauverpflichtungen und korrigiert um erhaltene Leasinganreize. Nutzungsrechte werden linear über die Vertragslaufzeit oder über die kürzere voraussichtliche Nutzungsdauer abgeschrieben.

Bei kurzfristigen Leasingverhältnissen oder Leasingverhältnissen über geringwertige Vermögenswerte werden die Leasingzahlungen über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Aufwand erfasst. Bei Operating-Leasing-Verhältnissen, bei denen RWE Leasinggeber ist, werden die Mindestleasingraten über die Laufzeit des Leasingverhältnisses als Ertrag erfasst.

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

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, Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income auszuweisen, in Anspruch genommen. Die langfristigen Wertpapiere werden zum beizulegenden Zeitwert bilanziert und Wertänderungen abhängig von ihrer Klassifikation ergebniswirksam oder ergebnisneutral ausgewiesen. Bei der Veräußerung von Eigenkapitalinstrumenten, für die die Option des Ausweises von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes im Other Comprehensive Income angewendet wird, verbleiben etwaige Gewinne oder Verluste im Eigenkapital 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.

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 niedrig verzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO_2-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 Steuerminderungsansprüche, 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. Falls die Verminderung höher ausfällt 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 berechtigte 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, 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 CO_2-Emissionsrechten und Zertifikaten alternativer Energien bei den zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die im Wesentlichen mit dem gesicherten Terminpreis der CO_2-Rechte bzw. Zertifikate alternativer Energien bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene oder auf Termin erworbene 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 grundsätzlich mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Leasingverbindlichkeiten werden mit dem Barwert der künftigen Leasingzahlungen passiviert. Für Zwecke der Folgebewertung werden die Leasingzahlungen 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. Werden in den Ertragsteuerverbindlichkeiten ungewisse Ertragsteuerpositionen angesetzt, weil sie wahrscheinlich sind, werden diese i. d. R. mit dem wahrscheinlichsten Betrag bewertet. Nur in Ausnahmefällen kommt eine Bewertung zum Erwartungswert in Betracht.

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 nichtfinanziellen 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 nichtfinanzieller 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 nichtfinanzieller 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.

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, Bergbau und Windparks.

Die Kapitalstruktur des RWE-Konzerns hat sich im Berichtsjahr deutlich verändert. Ursächlich hierfür war zum einen die Umsetzung der Transaktion mit E.ON (siehe Seite 106 f.). Zum anderen wurden die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten durch den Abfluss von Variation Margins aus Termingeschäften mit Strom, Rohstoffen und CO_2-Zertifikaten deutlich beeinflusst. Bei Variation Margins handelt es sich um Zahlungen, mit denen Transaktionspartner untereinander Gewinn- und Verlustpositionen besichern, 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 Reduzierung des Finanzvermögens geführt und zu einer Verringerung des Nettofinanzvermögens der fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 6,0 Mrd. € zum 31. Dezember 2019 (Vorjahr: 7,4 Mrd. €) beigetragen. Des Weiteren erhöhten sich die nettoschuldenrelevanten Rückstellungen um 3,7 Mrd. € auf 15,6 Mrd. € (Vorjahr: 11,9 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 32 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 seit dem Geschäftsjahr 2019 verpflichtend anzuwenden sind:

IFRS 16 „Leasingverhältnisse" (2016) ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 17 „Leasingverhältnisse" sowie die zugehörigen Interpretationen IFRIC 4, SIC-15 und SIC-27. Bei der erstmaligen Anwendung der neuen Regelungen zur Leasingbilanzierung wendet RWE die modifiziert retrospektive Methode an. Die Vergleichsinformationen für das Geschäftsjahr 2018 wurden nicht angepasst. Für bestehende Verträge hat RWE die bereits erfolgte Beurteilung zum Vorliegen eines Leasingverhältnisses gemäß IAS 17 und IFRIC 4 beibehalten. Zudem macht RWE von den Ausnahmeregelungen Gebrauch, kurzfristige bzw. geringwertige Vermögenswerte betreffende Leasingverhältnisse nicht als Nutzungsrechte in der Bilanz zu erfassen. Im Rahmen der Umstellung auf IFRS 16 ergaben sich keine Auswirkungen auf das Eigenkapital.

Die erstmalige Anwendung von IFRS 16 hatte folgende Auswirkungen auf die fortgeführten Aktivitäten des RWE-Konzerns: Zum 1. Januar 2019 wurden Nutzungsrechte in Höhe von 353 Mio. € und die Nettoschulden erhöhende Leasingverbindlichkeiten in gleicher Höhe angesetzt. Unter Berücksichtigung der zwischenzeitlich entkonsolidierten nicht fortgeführten Aktivitäten führte die Erstanwendung von IFRS 16 zu einer Erhöhung der Bilanzsumme von insgesamt 2.251 Mio. €. Zum Übergangszeitpunkt hat RWE die neuen Vorschriften nicht auf Leasingverhältnisse angewendet, deren Laufzeit innerhalb der ersten zwölf Monate nach dem Erstanwendungszeitpunkt endet. Diese Verträge werden wie kurzfristige Leasingverhältnisse bilanziert und die Leasingzahlungen im laufenden Aufwand der Periode erfasst. Ebenso blieben bei der erstmaligen Bewertung der Nutzungsrechte zum Übergangszeitpunkt anfängliche direkte Kosten unberücksichtigt. Nutzungsrechte gemäß IFRS 16 werden in den Sachanlagen ausgewiesen und linear über die Laufzeit des Leasingverhältnisses oder die kürzere Nutzungsdauer abgeschrieben. Die im Rahmen von Leasingverträgen eingegangenen Verpflichtungen werden mit dem Barwert der künftigen Leasingzahlungen bewertet und innerhalb der Finanzverbindlichkeiten ausgewiesen. Die Leasingzahlungen werden unter Anwendung der Effektivzinsmethode in Tilgungs- und Zinskomponenten aufgeteilt. Im Berichtszeitraum erhöhten sich durch die Einführung von IFRS 16 die Abschreibungen um 58 Mio. € und die Zinsaufwendungen um 17 Mio. €. Durch den Wegfall der aufwandswirksamen Erfassung der nominalen Leasingzahlungen wurde das bereinigte EBITDA im Berichtszeitraum in etwa gleicher Höhe entlastet, sodass kein wesentlicher Effekt auf das Nettoergebnis resultierte.

Ausgehend von den Verpflichtungen aus Operating-Leasing-Verträgen zum 31. Dezember 2018 ergibt sich nachfolgende Überleitung auf den Eröffnungsbilanzwert der Leasingverbindlichkeiten zum 1. Januar 2019:

Erstanwendung IFRS 16: Überleitung	Mio. €
Verpflichtungen aus Operating Leasing zum 31.12.2018	**572**
Inanspruchnahme von Anwendungserleichterungen für kurzfristige Leasingverhältnisse	– 10
Leasingzahlungen aus Leasingverhältnissen, die bereits vertraglich vereinbart sind, aber noch nicht begonnen haben	– 67
Sonstige Differenzen	– 3
Nominalwert der Leasingverbindlichkeiten zum 01.01.2019	492
Diskontierung der Leasingverbindlichkeiten	– 139
Aufgrund der erstmaligen Anwendung von IFRS 16 erfasste Leasingverbindlichkeiten zum 01.01.2019	**353**
Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing zum 31.12.2018	241
Leasingverbindlichkeiten zum 01.01.2019	**594**

Die Position „Sonstige Differenzen" beinhaltet im Wesentlichen Nicht-Leasing-Komponenten, die vom Ansatz in den Leasingverbindlichkeiten ausgeschlossen wurden, und Differenzen aufgrund geänderter Laufzeiteinschätzungen nach IFRS 16. Die Diskontierung der Leasingverbindlichkeiten erfolgt unter Anwendung laufzeit- und währungsspezifischer Grenzfremdkapitalzinssätze. Im Zeitpunkt der erstmaligen Anwendung von IFRS 16 betrug der gewichtete durchschnittliche Grenzfremdkapitalzinssatz 3,7 %.

Die folgenden für den RWE-Konzern seit dem Geschäftsjahr 2019 anzuwendenden Änderungen an Standards und neuen Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss:

- Jährliche Verbesserungen an den IFRS-Standards, Zyklus 2015–2017 (2017),
- Änderungen an IFRS 9 „Vorfälligkeitsregelungen mit negativer Ausgleichsleistung" (2017),
- Änderungen an IAS 28 „Langfristige Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen" (2017),
- Änderungen an IAS 19 „Planänderung, -kürzung oder -abgeltung" (2018),
- IFRIC 23 „Bilanzierung von Steuerrisikopositionen" (2017).

IFRS 9 „Finanzinstrumente" – physische Erfüllung von Verträgen zum Kauf oder Verkauf eines nichtfinanziellen Postens (sogenannte Own-Use-Verträge)
Das IFRS IC hat in einer Agenda-Entscheidung im März 2019 festgestellt, dass physisch erfüllte Verträge über den Kauf oder Verkauf nichtfinanzieller Posten in Höhe des bei Erfüllung geltenden Marktpreises zu erfassen sind, sofern diese Verträge nicht unter die Eigenbedarfsausnahme des IFRS 9 „Finanzinstrumente" fallen (sogenannte Failed-own-Use-Verträge). Die bisherige Praxis sah eine Erfassung der Verträge mit ihrem Erfüllungsbetrag vor.

Für das Geschäftsjahr 2018 erhöhten sich hierdurch die Umsatzerlöse um 108 Mio. €. Die Materialaufwendungen wurden um 149 Mio. € verringert. Dies führte insgesamt zu keinen Ergebniseffekten, da sich in diesem Zusammenhang die sonstigen betrieblichen Aufwendungen um 44 Mio. € und die sonstigen betrieblichen Erträge um 301 Mio. € verringerten.

IAS 12 / IFRIC 23 – Ausweis unsicherer Ertragsteuerpositionen
Das IFRS IC hat in seiner Sitzung im September 2019 im Rahmen einer Agenda-Entscheidung festgestellt, dass unsichere Ertragsteuerpositionen in den laufenden Steuerverbindlichkeiten auszuweisen sind.

Für den RWE-Konzernabschluss ergibt sich daraus, dass die bisher als Steuerrückstellungen in den sonstigen Rückstellungen ausgewiesenen Beträge in die Ertragsteuerverbindlichkeiten umzugliedern sind. Die Vorjahreszahlen wurden entsprechend angepasst.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Das IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der EU im Geschäftsjahr 2019 noch nicht verpflichtend anzuwenden sind. Diese nachfolgend aufgeführten Standards und Änderungen an Standards werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- IFRS 17 „Insurance Contracts" (2017),
- Änderungen der Verweise auf das Rahmenkonzept in IFRS-Standards (2018),
- Amendment to IFRS 3 „Business Combinations" (2018),
- Änderungen an IAS 1 und IAS 8 „Definition von wesentlich" (2018),
- Änderungen an IFRS 9, IAS 39 und IFRS 7 „Reform der Referenzzinssätze" (2019),
- Amendments to IAS 1 „Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current " (2020).

IFRS 16 – Bestimmung der Leasinglaufzeit
Das IFRS IC hat in seiner Sitzung im November 2019 im Rahmen einer Agenda-Entscheidung festgestellt, dass bei der Bestimmung der bindenden Laufzeit eines Leasingvertrags nicht allein vertragliche Strafzahlungen, sondern auch weitere wirtschaftliche Anreize zu berücksichtigen sind. Bei Berücksichtigung auch wirtschaftlicher Anreize kann es grundsätzlich zu längeren Laufzeiten der Leasingverhältnisse und damit zu höheren bilanzierten Nutzungsrechten und Leasingverbindlichkeiten kommen.

Die Auswirkungen der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung für den RWE-Konzernabschluss werden derzeit geprüft. Eine Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung wird für das Ende des ersten Halbjahres 2020 avisiert.

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

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

In den Umsatzerlösen weisen wir den Verkaufserlös unserer Kraftwerkserzeugung sowie das Geschäft mit Endkunden aus. Die Umsatzerlöse aus der Kraftwerkserzeugung basieren auf dem durch die kommerzielle Optimierung erzielten Verkaufspreis. Die Umsatzerlöse mit Endkunden zeigen wir auf Bruttobasis.

Im Berichtsjahr hat RWE im Segment Energiehandel Außenumsätze in Höhe von 7.455 Mio. € mit der innogy-Gruppe sowie in Höhe von 1.472 Mio. € mit der Centrica-Gruppe erzielt (Vorjahr: Bruttoumsätze in Höhe von 13.752 Mio. € mit den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 169 ff. nach Unternehmensbereichen, Regionen und Produkten aufgegliedert.

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

Zum Ende des Geschäftsjahres bestanden im RWE-Konzern noch nicht bzw. noch nicht vollständig erfüllte Leistungsverpflichtungen. Die Vereinnahmung der auf diese Leistungsverpflichtungen entfallenden Umsatzerlöse in Höhe von 4.276 Mio. € (Vorjahr: 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. €	2019	2018
Erträge aus aktivierten Eigenleistungen	67	45
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	30	
Auflösung von Rückstellungen	10	57
Kostenumlagen/-erstattungen	116	63
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten (ohne Wertpapiere)		4
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	525	103
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	897	107[1]
Ersatz- und Versicherungsleistungen	34	26
Erträge aus Leasing	16	20
Übrige	3.061	205
	4.756	**630**

1 Angepasster Wert: Durch die Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung „Failed-own-Use" haben sich die Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten um 301 Mio. € verringert.

Im Berichtsjahr wurden im Segment Europäische Stromerzeugung Zuschreibungen zum schottischen Biomassekraftwerk Markinch in Höhe von 71 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Im Wesentlichen ist dies begründet durch geänderte Annahmen zur Förderung im Bereich der erneuerbaren Energien. Die Zuschreibungen entfielen vollständig auf Sachanlagevermögen.

Zudem wurden im Segment Europäische Stromerzeugung Zuschreibungen zur Zahlungsmittel generierenden Einheit Deutsche Gas- und Wasserkraftwerke inkl. der zugehörigen Strombezugsverträge in Höhe von 363 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,5 Mrd. €). Im Wesentlichen ist dies durch die auf Seite 118 f. erläuterte Neudefinition der Zahlungsmittel generierenden Einheiten im Segment Europäische Stromerzeugung begründet. Die Zuschreibungen entfielen vollständig auf Sachanlagevermögen.

Im Vorjahr 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 war dies durch gestiegene Preise für Strom und Grünstromzertifikate begründet. Von den Zuschreibungen entfielen 36 Mio. € auf Sachanlagevermögen und 2 Mio. € auf Operating Rights, die in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesen sind.

Die übrigen Erträge enthalten in Höhe von 2.600 Mio. € die vom Bund zugesagten Entschädigungsleistungen für den vorzeitigen Ausstieg aus unserem Braunkohlegeschäft.

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 das unrealisierte und realisierte Ergebnis aus zum Fair Value bewerteten Verträgen des Segments Energiehandel netto aus. Der Nettoertrag beläuft sich auf 258 Mio. € (Vorjahr: 42 Mio. €).

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2019	2018[1]
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	7.663	8.615
Aufwendungen für bezogene Leistungen	1.415	1.383
	9.078	**9.998**

1 Angepasster Wert: Wegen Änderungen bei der Ergebniserfassung im Zusammenhang mit Derivatgeschäften hat sich der Materialaufwand um 90 Mio. € verringert. Durch die Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung „Failed-own-Use" wurde er um weitere 149 Mio. € verringert.

In den Materialaufwendungen sind vor allem Aufwendungen für Einsatzstoffe der Kraftwerke enthalten. Aufwendungen für Kohle in Höhe von 195 Mio. € (Vorjahr: 370 Mio. €) wurden mit dem bei Erfüllung geltenden Marktpreis erfasst.

Im Berichtsjahr wurden aufgrund von gesunkenen Marktpreisen Wertminderungen auf Kohlevorräte in Höhe von 21 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €) vorgenommen.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2019	2018
Löhne und Gehälter	2.124	1.487
Sozialabgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	402	408
	2.526	**1.895**

Anzahl Mitarbeiter	2019	2018
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	28.214	45.333
Außertarifliche Mitarbeiter	9.868	13.108
	38.082	**58.441**

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.

Die angegebene Anzahl der Mitarbeiter (Jahresdurchschnittswert) enthält die fortgeführten innogy-Aktivitäten, die übernommenen E.ON-Aktivitäten und bis einschließlich des zweiten Quartals 2019 die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten. Auf die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten entfallen 14.663 Tarif- und sonstige Mitarbeiter (Vorjahr: 32.232) sowie 4.561 außertarifliche Mitarbeiter (Vorjahr: 8.614). Im Jahresdurchschnitt wurden 1.280 (Vorjahr: 2.031) Auszubildende beschäftigt; davon sind 659 (Vorjahr: 1.452) den nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten zuzuordnen.

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2019	2018
Immaterielle Vermögenswerte	107	26
Sachanlagen	3.059	922
	3.166	**948**

In den Abschreibungen sind folgende außerplanmäßige Abschreibungen enthalten:

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2019	2018
Immaterielle Vermögenswerte	46	
Sachanlagen	1.922	47
	1.968	**47**

Die sich konkretisierenden gesetzlichen Maßnahmen zur Reduzierung und zur Beendigung der Braun- und Steinkohleverstromung in Deutschland hatten eine Auf- bzw. Abspaltung der beiden bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheiten Braunkohle & Kernenergie und Deutscher Kraftwerkspark im Segment Europäische Stromerzeugung zur Folge. Damit trägt RWE dem veränderten regulatorischen Umfeld und den Konsequenzen Rechnung, die sich daraus für die Stromvermarktung ergeben haben.

Der aus diesem Anlass vorgenommene Werthaltigkeitstest im Segment Braunkohle & Kernenergie ergab für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Hambach eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 400 Mio. € (erzielbarer Betrag: –0,2 Mrd. €), für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Inden eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 114 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €) und für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Garzweiler eine außerplanmäßige Abschreibung in Höhe von 253 Mio. € (erzielbarer Betrag: 1,3 Mrd. €). Diese Effekte resultieren ausschließlich aus der mit der Bundesregierung vereinbarten vorzeitigen Beendigung der Braunkohleverstromung. Die Aufteilung der Vermögenswerte auf die neuen Zahlungsmittel generierenden Einheiten erfolgt anhand der Energieträger Braunkohle und Kernkraft sowie innerhalb der Braunkohle zusätzlich nach geo-

grafischen, logistischen und technologischen Gegebenheiten. Die außerplanmäßigen Abschreibungen entfallen in Höhe von 240 Mio. € auf Rückstellungsveränderungen, die unter dem Posten „Sachanlagen" aktiviert wurden.

Zudem ergab der vorgenommene Werthaltigkeitstest im Segment Europäische Stromerzeugung für die neue Zahlungsmittel generierende Einheit Deutsche Gas- und Wasserkraftwerke inkl. der zugehörigen Strombezugsverträge Wertaufholungen in Höhe von 363 Mio. €, die in den sonstigen betrieblichen Erträgen erfasst sind (erzielbarer Betrag: 0,5 Mrd. €). Der erzielbare Betrag der jeweiligen Vermögenswerte im Bereich Steinkohle wird aufgrund des geänderten regulatorischen Umfelds erstmalig einzeln ermittelt. Daraus ergaben sich außerplanmäßige Abschreibungen von 76 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €). Diese Effekte resultieren aus entfallenen Kompensationen durch Abspaltung der Steinkohlekraftwerke und der zugehörigen Strombezugsverträge aus der bisherigen Zahlungsmittel generierenden Einheit. Letztere werden ebenfalls erstmalig einzeln bewertet.

Darüber hinaus wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf die Zahlungsmittel generierende Einheit Niederländischer Kraftwerkspark im Segment Europäische Stromerzeugung in Höhe von 693 Mio. € (erzielbarer Betrag: 1,1 Mrd. €) vorgenommen. Hintergrund ist die vorzeitige Beendigung der Steinkohleverstromung in den Niederlanden.

Im Vorjahr wurden im Segment Europäische Stromerzeugung außerplanmäßige Abschreibungen auf das britische Kraftwerk Staythorpe in Höhe von 29 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,3 Mrd. €).

Im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf den Offshore-Windpark Nordsee Ost in Höhe von 225 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,6 Mrd. €) vorgenommen. Dies resultiert im Wesentlichen aus geänderten Preis- und Kostenerwartungen.

Darüber hinaus wurden im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten außerplanmäßige Abschreibungen auf Gasspeicher in Höhe von 69 Mio. € (davon 65 Mio. € auf Sachanlagen und 4 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) vorgenommen, im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen (erzielbarer Betrag: 0,0 Mrd. €).

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

Die erzielbaren Beträge werden grundsätzlich auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten und im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten zudem auch auf Basis von Nutzungswerten ermittelt. Die Zeitwerte werden mithilfe von Bewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet. Im Berichtsjahr basierten die Bewertungsmodelle auf Diskontierungszinssätzen (nach Steuern) in einer Bandbreite von 2,50 % bis 4,75 %. Im Segment Fortgeführte innogy-Aktivitäten basierten sie auf Diskontierungszinssätzen (vor Steuern) in Höhe von 3,90 % und 4,25 %. Im Vorjahr lag dem Bewertungsmodell für das britische Kraftwerk Staythorpe ein Diskontierungszinssatz in Höhe von 4,75 % zugrunde. Unsere zentralen Planungsannahmen beziehen sich u. a. auf die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO_2-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. €	2019	2018
Aufwendungen aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse		5
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	505	465
Rückstellungszuführungen/-auflösungen	1.814	-196
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	151	33
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	273	166
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	4	8
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	24	56
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	61	59
Allgemeine Verwaltungskosten	65	56
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	70	[1]
Aufwendungen aus Leasing	42	48
Gebühren und Beiträge	65	61
Währungskursverluste	1	3
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	29	27
Übrige	150	115
	3.254	**906**

1 Angepasster Wert: Durch die Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung „Failed-own-Use" haben sich die Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten um 44 Mio. € verringert.

Die Rückstellungszuführungen im Geschäftsjahr 2019 betreffen im Wesentlichen den Kernenergie- und Bergbaubereich (siehe Erläuterungen auf Seite 146 ff.).

(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. €	2019	2018
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	**321**	**211**
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	1	-45
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	1	-6
Ergebnis aus dem Abgang von Beteiligungen	5	
Ergebnis aus Ausleihungen an Beteiligungen	1	9
Übriges Beteiligungsergebnis	**8**	**-42**
	329	**169**

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2019	2018
Zinsen und ähnliche Erträge	185	166
Andere Finanzerträge	503	306
Finanzerträge	**688**	**472**
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	258	180
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen (inkl. des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens)	49	45
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	723	183
sonstigen Rückstellungen	109	36
Andere Finanzaufwendungen	487	437
Finanzaufwendungen	**1.626**	**881**
	-938	**-409**

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. Aufgrund der vorzeitigen Beendigung der Braunkohleverstromung im Rahmen des deutschen Kohleausstiegs wurde der Realabzinsungssatz für die Berechnung der Bergbaurückstellungen gesenkt und der damit verbundene Anstieg der Verpflichtungsbarwerte in Höhe von 463 Mio. € als Aufwand in den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen berücksichtigt. Die Zinsaufwendungen aus Leasingverbindlichkeiten beliefen sich im Berichtsjahr auf 26 Mio. €.

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 39 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 3,7 % und 4,0 % (Vorjahr: 4,4 % und 4,8 %).

Zinsergebnis in Mio. €	2019	2018
Zinsen und ähnliche Erträge	185	166
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	258	180
	-73	**-14**

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien nach IFRS 9 zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2019	2018
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	123	108
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertete Finanzinstrumente	30	30
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	16	14
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	16	14
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-258	-180
	-73	**-14**

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u. a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 19 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €). Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 5 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2019	2018
Tatsächliche Ertragsteuern	–136	122
Latente Steuern	44	–19
	–92	**103**

Von den latenten Steuern entfallen 29 Mio. € (Vorjahr: – 2 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Im Berichtsjahr ergaben sich Veränderungen in den Wertberichtigungen latenter Steuern in Höhe von 572 Mio. € (Vorjahr: – 73 Mio. €).

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Erträge von 74 Mio. € (Vorjahr: Aufwendungen von 30 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen verminderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 37 Mio. € (Vorjahr: 28 Mio. €).

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2019	2018
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	–3	
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	–12	7
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	–288	–1.442
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen[1]	176	410
	–127	**–1.025**

1 Inkl. Wertberichtigung

Steuern in Höhe von 394 Mio. € (Vorjahr: – 61 Mio. €) wurden direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2019	2018
Ergebnis vor Steuern	**–752**	**49**
Theoretischer Steueraufwand	**–245**	**16**
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	–37	–28
Steuereffekte auf		
steuerfreie Dividenden	–49	–38
sonstige steuerfreie Erträge	–10	–21
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	30	42
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	–55	–24
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	175	–14
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	–48	12
Steuersatzänderungen	29	–3
sonstige Wertberichtigungen latenter Steuern im Organkreis der RWE AG	207	172
Sonstiges	–89	–11
Effektiver Steueraufwand	**–92**	**103**
Effektiver Steuersatz in %	12,2	210,2

Zur Ermittlung des theoretischen Steueraufwands wird der für die RWE AG gültige Steuersatz in Höhe von 32,6 % (Vorjahr: 32,6 %) 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 in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden-beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungs-kosten						
Stand: 01.01.2019	36	2.214	1	1.718	9	3.978
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	1	1.601	295	653		2.550
Zugänge	2	22			2	26
Umbuchungen	1	5			-5	1
Währungsanpassungen		80	5	15		100
Abgänge		5				5
Stand: 31.12.2019	40	3.917	301	2.386	6	6.650
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2019	33	1.751	1			1.785
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-2	-57				-59
Abschreibungen des Berichtsjahres	4	98	5			107
Währungsanpassungen	1	7				8
Stand: 31.12.2019	36	1.799	6			1.841
Buchwerte						
Stand: 31.12.2019	4	2.118	295	2.386	6	4.809

Immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kunden-beziehungen und ähnliche Werte	Geschäfts- oder Firmenwerte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungs-kosten						
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

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 25 Mio. € (Vorjahr: 116 Mio. €) aufgewendet.

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Übernommene E.ON-Aktivitäten	653	
Fortgeführte innogy-Aktivitäten[1]	727	712
Energiehandel	1.006	1.006
	2.386	**1.718**

1 Der Geschäfts- oder Firmenwert entfällt ausschließlich auf die in den fortgeführten innogy-Aktivitäten ausgewiesenen erneuerbaren Energien.

Im Berichtsjahr ist aus der Erstkonsolidierung der übernommenen E.ON-Aktivitäten ein Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe von 653 Mio. € zugegangen. Die Werthaltigkeit dieses Geschäfts- oder Firmenwertes wurde im vierten Quartal bestätigt. Im Vorjahr sind aus Erstkonsolidierungen Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 0 Mio. € zugegangen.

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.

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 es wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen hinsichtlich der zukünftigen 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 Nominallöhne. Diese Einschätzungen werden u. a. aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO_2-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 generierende Einheit Energiehandel bei 5,50 % (Vorjahr: 5,25 %), und für Fortgeführte innogy-Aktivitäten bei 4,00 % (Vorjahr: 4,25 %).

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 1,4 Mrd. € über dem Buchwert. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 3,2 Prozentpunkte höherer Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 8,7 %, eine um mehr als 3,9 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter – 3,9 % oder ein um mehr als 86 Mio. € reduzierter Cash Flow in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen in Mio. €	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten					
Stand: 01.01.2019	4.868	43.733	934	2.061	51.596[1]
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	282	3.863	19	1.450	5.614
Zugänge	300	1.153	66	1.077	2.596
Umbuchungen	1	217	13	-239	-8
Währungsanpassungen	23	401	4	42	470
Abgänge	151	683	47	14	895
Stand: 31.12.2019	5.323	48.684	989	4.377	59.373
Kumulierte Abschreibungen					
Stand: 01.01.2019	3.073	34.214	756	791	38.834
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-51	-640	-12		-703
Abschreibungen des Berichtsjahres	222	2.685	64	88	3.059
Umbuchungen	-6	-2	5	-1	-4
Währungsanpassungen	8	169	4		181
Abgänge	91	509	47	5	652
Zuschreibungen	27	412			439
Stand: 31.12.2019	3.128	35.505	770	873	40.276
Buchwerte					
Stand: 31.12.2019	2.195	13.179	219	3.504	19.097

Sachanlagen in Mio. €	Grundstücke, grundstücksgleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	Geleistete Anzahlungen und Anlagen im Bau	Summe
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

1 Inkl. Erstanwendungseffekt aus IFRS 16 in Höhe von 353 Mio. €

Sachanlagen in Höhe von 1.024 Mio. € (Vorjahr: 504 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte, Sicherungsübereignungen und sonstigen Beschränkungen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

Die Sachanlagen umfassen neben im Eigentum befindlichen Vermögenswerten auch Nutzungsrechte aus Leasingverhältnissen, bei denen RWE Leasingnehmer ist.

Diese Leasingverhältnisse umfassen im Wesentlichen längerfristige Nutzungsrechte für angemietete Bürogebäude und Grundstücksflächen (z. B. Erbpachtverträge, Grundstücke für die Erzeugung aus erneuerbaren Energien) sowie Nutzungsrechte für angemietete Vermögenswerte im Fuhrpark- und Kraftwerksbereich.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Entwicklung der innerhalb der Sachanlagen erfassten Nutzungsrechte:

Nutzungsrechte in Mio. €	Stand: 01.01.2019	Zugänge	Abschreibungen	Abgänge	Sonstige Veränderungen[1]	Stand: 31.12.2019
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Gebäude	51	30	12		1	70
Grundstücke	274	142	25	4	279	666
Technische Anlagen und Maschinen	8	37	5	4	7	43
Pumpspeicherkraftwerke	27	31	1		204	261
Fuhrpark	8	7	6		9	18
Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäftsausstattung	12	23	12			23
	380	**270**	**61**	**8**	**500**	**1.081**

1 Die sonstigen Veränderungen umfassen Umbuchungen, Zuschreibungen, Währungsanpassungen sowie Zu- und Abgänge des Konsolidierungskreises.

Angaben zu den korrespondierenden Leasingverbindlichkeiten und Zinsaufwendungen finden sich in den Abschnitten (8) Finanzergebnis, (23) Finanzverbindlichkeiten und (27) Berichterstattung zu Finanzinstrumenten.

Darüber hinaus haben sich Leasingverhältnisse im Berichtsjahr wie folgt auf die Ertragslage sowie den Cash Flow im RWE-Konzern ausgewirkt:

Auswirkungen von Leasingverhältnissen auf Ertragslage und Cash Flow in Mio. €	2019
RWE als Leasingnehmer	
Aufwand aus kurzfristigen Leasingverhältnissen	14
Aufwand aus variablen Leasingzahlungen, die nicht in die Bewertung von Leasingverbindlichkeiten eingeflossen sind	18
Gesamte Zahlungsmittelabflüsse aus Leasing	60
RWE als Leasinggeber	
Erträge aus Operating Leasing	13

Aus vertraglich bereits vereinbarten, aber noch nicht begonnenen Leasingverhältnissen, die im Wesentlichen Bürogebäude betreffen, resultieren künftige Leasingzahlungen in Höhe von 195 Mio. €. Zudem blieben – im Wesentlichen für Leasingverhältnisse, die Windparkflächen betreffen – potenzielle Leasingzahlungen bei der Bewertung der Leasingverbindlichkeiten unberücksichtigt. Dies betrifft variable Zahlungen, die künftig abhängig von Erzeugungsmengen anfallen können, in Höhe von 471 Mio. € und potenzielle Zahlungen aus Verlängerungs- und Kündigungsoptionen in Höhe von 100 Mio. €.

Die Sachanlagen beinhalten neben Nutzungsrechten aus Leasing auch Grundstücke und Gebäude, die RWE im Rahmen von Operating Leasing als Leasinggeber vermietet. Die auf diese Vermögenswerte entfallenden Buchwerte betrugen zum 31. Dezember 2019 insgesamt 193 Mio. €.

Aus diesen Operating-Leasing-Verträgen resultieren die nachfolgenden Zahlungsansprüche:

Nominale Leasingzahlungen aus Operating-Leasing-Verträgen in Mio. €	
Fällig in bis zu 1 Jahr	4
Fällig in > 1 bis 2 Jahren	7
Fällig in > 2 bis 3 Jahren	6
Fällig in > 3 bis 4 Jahren	6
Fällig in > 4 bis 5 Jahren	6
Fällig nach über 5 Jahren	55

(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)	
in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Bilanz[1]				
Langfristige Vermögenswerte	5.225	4.192	1.664	1.630
Kurzfristige Vermögenswerte	1.825	2.906	383	373
Langfristige Schulden	2.012	1.401	869	857
Kurzfristige Schulden	2.496	3.555	285	276
Proportionaler Anteil am Eigenkapital[2]	638	538	383	365
Geschäfts- oder Firmenwert			198	198
Buchwert	638	538	581	563
Gesamtergebnisrechnung[1]				
Umsatzerlöse	14.773	13.495	1.285	1.172
Ergebnis	523	372	93	79
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-22	-17	-15	-1
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	501	355	78	78
Dividende (anteilig)	25	25	15	15
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

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 wirtschaftlich 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	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
Anteiliges Ergebnis	58	27	88	56
Anteilig direkt im Eigenkapital erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	41	8	16	
Summe der anteilig erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	99	35	104	56
Buchwerte	246	142	1.771	224

Der RWE-Konzern hält Anteile mit einem Buchwert von 3 Mio. € (Vorjahr: 3 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 umfassen nicht konsolidierte Tochterunternehmen, übrige Beteiligungen und langfristige Wertpapiere.

Der Anstieg der übrigen Finanzanlagen im Geschäftsjahr 2019 resultiert im Wesentlichen aus dem Zugang der Beteiligung an der E.ON SE im Rahmen der Veräußerung der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten.

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

(14) Finanzforderungen

Finanzforderungen	31.12.2019		31.12.2018	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	103	1	82	1
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		1.638		2.458
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		39		89
Übrige sonstige Finanzforderungen	25	681	28	234
	128	**2.359**	**110**	**2.782**

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.

(15) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	31.12.2019		31.12.2018	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	661	11.447	704	6.567
Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	153		213	
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		144		137
CO_2-Emissionsrechte		407		329
Übrige sonstige Vermögenswerte	2.506	758	29	375
	3.320	**12.756**	**946**	**7.408**
Davon: finanzielle Vermögenswerte	824	11.564	924	6.684
Davon: nichtfinanzielle Vermögenswerte	2.496	1.192	22	724

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.

Die übrigen sonstigen Vermögenswerte umfassen in Höhe von 2.600 Mio. € die vom Bund zugesagten Entschädigungsleistungen für den vorzeitigen Ausstieg aus unserem Braunkohlegeschäft.

Zudem entfielen von den übrigen sonstigen Vermögenswerten 43 Mio. € (Vorjahr: übrige Verbindlichkeiten in Höhe von 7 Mio. €) auf Zuwendungen der öffentlichen Hand, die im Zusammenhang mit der Mitverbrennung von Biomasse in zwei niederländischen Kraftwerken gewährt worden sind.

(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 2019 wurden auf den Unterschiedsbetrag zwischen dem Nettovermögen und dem steuerlichen Buchwert von Tochtergesellschaften und assoziierten Unternehmen (sogenannte Outside Basis Differences) in Höhe von 969 Mio. € (Vorjahr: 618 Mio. €) keine passiven latenten Steuern gebildet, da in absehbarer Zeit wahrscheinlich keine Ausschüttungen vorgenommen oder sich die temporären Differenzen in absehbarer Zeit nicht auflösen werden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 5.316 Mio. € bzw. 6.166 Mio. € (Vorjahr: 5.335 Mio. € bzw. 6.254 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

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

Latente Steuern	31.12.2019		31.12.2018	
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	1.157	2.506	815	938
Kurzfristige Vermögenswerte	1.450	3.876	2.101	3.009
Steuerliche Sonderposten		47		58
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	148	40	139	41
Sonstige langfristige Schulden	487	50	289	194
Kurzfristige Schulden	3.866	2.290	3.234	3.245
	7.108	**8.809**	**6.578**	**7.485**
Verlustvorträge				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	125		77	
Gewerbesteuer	23		16	
Bruttobetrag	**7.256**	**8.809**	**6.671**	**7.485**
Saldierung	– 6.550	– 6.550	– 5.847	– 5.847
Nettobetrag	**706**	**2.259**	**824**	**1.638**

Zum 31. Dezember 2019 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 144 Mio. € übersteigen (Vorjahr: 56 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 Steuerminderungsansprüche 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 1.492 Mio. € bzw. 879 Mio. € (Vorjahr: 1.463 Mio. € bzw. 490 Mio. €).

Die körperschaftsteuerlichen Verlustvorträge, für die keine latenten Steueransprüche angesetzt wurden, werden in Höhe von 569 Mio. € innerhalb der folgenden acht Jahre entfallen. Die übrigen Verlustvorträge sind im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt, jedoch wird eine Nutzung überwiegend nicht erwartet.

Zum 31. Dezember 2019 betrugen die temporären Differenzen, für die keine aktiven latenten Steuern angesetzt wurden, 12.791 Mio. € (Vorjahr: 11.180 Mio. €).

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

(17) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	728	723
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	33	37
Fertige Erzeugnisse und Waren	839	872
Geleistete und erhaltene Anzahlungen	–15	–1
	1.585	**1.631**

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 605 Mio. € (Vorjahr: 33 Mio. €). Dieser entfiel im Berichtsjahr vollständig auf Gasvorräte (Vorjahr: 29 Mio. €). Im Vorjahr entfiel er zudem in Höhe von 4 Mio. € auf Kohlevorräte.

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 2.809 Mio. € (Vorjahr: 3.226 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 449 Mio. € (Vorjahr: 383 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert.

(19) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Kasse und Bankguthaben	3.192	3.521
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)		2
	3.192	**3.523**

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 2019 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(20) Eigenkapital

Die Aufgliederung des voll eingezahlten Eigenkapitals ist auf Seite 102 f. dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2019 Stückzahl		31.12.2018 Stückzahl		31.12.2019 Buchwert	31.12.2018 Buchwert
	in Tsd.	in %	in Tsd.	in %	in Mio. €	in Mio. €
Stammaktien	614.745	100,0	575.745	93,7	1.574	1.474
Vorzugsaktien			39.000	6,3		100
	614.745	**100,0**	**614.745**	**100,0**	**1.574**	**1.574**

Mit Beschlüssen der Hauptversammlung sowie der gesonderten Versammlung der Vorzugsaktionäre vom 3. Mai 2019 und der Eintragung der Satzungsänderung im Handelsregister am 28. Juni 2019 wurden die insgesamt 39.000.000 stimmrechtslosen Vorzugsaktien der RWE AG in stimmberechtigte Stammaktien umgewandelt. Die Umwandlung erfolgte im Verhältnis 1:1 ohne Zuzahlung. Die Zahl der Stammaktien erhöhte sich damit von 575.745.499 auf 614.745.499.

Bei den Stammaktien handelt es sich um nennbetragslose Inhaber-Stückaktien.

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 außerdem ermächtigt, bis zum 25. April 2023 Aktien der Gesellschaft, gleich welcher Gattung, im Umfang von bis zu 10 % des Grundkapitals zum Zeitpunkt der Beschlussfassung dieser Ermächtigung oder – falls dieser Wert geringer ist – zum 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 2019 befanden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2019 hat die RWE AG 305.216 RWE-Aktien zu einem Anschaffungspreis von 7.998.155,06 € am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 781.352,96 € (0,05 % des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 305.216 Aktien. Hieraus ergab sich ein Gesamterlös von 7.924.538,24 €. Der jeweilige Unterschiedsbetrag zum Kaufpreis wurde mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Die bisher nach IAS 32 als Eigenkapital klassifizierte, durch Konzerngesellschaften begebene Hybridanleihe hat RWE am 6. Februar 2019 gekündigt. Die Rückzahlung in Höhe von 869 Mio. € erfolgte am 20. März 2019, ohne die Hybridanleihe mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren. Die Hybridanleihe hatte einen Kupon von 7 % und eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit.

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 – 149 Mio. € (Vorjahr: 491 Mio. €) und die Anteile anderer Gesellschafter um insgesamt – 746 Mio. € (Vorjahr: 258 Mio. €). Darin enthalten sind die Effekte aus dem Erwerb der Minderheitsbeteiligungen der E.ON-Tochter PreussenElektra an den von RWE betriebenen Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland in Höhe von 25 % bzw. 12,5 % (Veränderung der Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um 58 Mio. €) sowie die Effekte aus dem Erwerb der 23,2 % Minderheitenanteile an den fortgeführten innogy-Aktivitäten (Veränderung der Anteile der Aktionäre der RWE AG am Konzerneigenkapital um – 201 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 2019 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income – 22 Mio. € (Vorjahr: – 7 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung in Höhe von 523 Mio. €, die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Aufwand realisiert (Vorjahr: Aufwand von 48 Mio. €).

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2019 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 0,80 € je dividendenberechtigte Stammaktie.

Dividende	491.796.399,20 €
Gewinnvortrag	61.201,42 €
Bilanzgewinn	491.857.600,62 €

Die für das Geschäftsjahr 2018 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 3. Mai 2019 auf 0,70 € je dividendenberechtigte Stamm- und Vorzugsaktie. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 430 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 in Mio. €	2019	2018
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-138	-134
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	43	-2
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	-10	-13
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	**-105**	**-149**
Unterschied aus der Währungsumrechnung	267	11
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-3	-4
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	-29	-5
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	2	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	**237**	**2**
	132	**-147**

(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 (vergütungsrelevantes Nettoergebnis) 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 Verzichtserklärungen sind weitaus überwiegend erfolgt. Das Programm ist bis auf unwesentliche Restbestände erloschen.

SPP RWE AG	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018	Tranche 2019
Laufzeitbeginn	01.01.2016	01.01.2017	01.01.2018	01.01.2019
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	486.436	1.338.027	883.974	932.889
Laufzeit	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre	4 Jahre
Erfolgsziel	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis	Bereinigtes Nettoergebnis
Obergrenze/Stückzahl Performance Shares	150 %	150 %	150 %	150 %
Obergrenze/ Auszahlungsbetrag	200 %	200 %	200 %	200 %
Ermittlung der Auszahlung	Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus 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 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. Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden) Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.			
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle (Kontrollwechsel) liegt vor, wenn entweder 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 b) mit der RWE AG als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen wurde oder 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. 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. Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.			
Form des Ausgleichs	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung	Barvergütung
Auszahlungszeitpunkt	2020	2021	2022	2023

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	Der Auszahlungsbetrag errechnet sich aus der festgeschriebenen Anzahl endgültig gewährter Performance Shares multipliziert mit der Summe aus 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 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. Auszahlungsbetrag = (Anzahl endgültig festgeschriebener Performance Shares) x (arithmetisches Mittel des Aktienkurses + gezahlte Dividenden) Der so ermittelte Auszahlungsbetrag ist dabei betragsmäßig auf 200 % des Zuteilungsbetrags begrenzt.			
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	Ein Wechsel der Unternehmenskontrolle (Kontrollwechsel) liegt vor, wenn entweder 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 b) von einer Gesellschaft, die nicht dem RWE-Konzern angehört, mit der innogy SE als abhängigem Unternehmen ein Beherrschungsvertrag nach § 291 AktG wirksam abgeschlossen wurde oder 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. 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. Alle zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels bedingt gewährten Performance Shares verfallen ersatz- und entschädigungslos.			
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	Tranche 2019
Beizulegender Zeitwert pro Stück	13,78	11,62	18,80	19,10

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 Optionspreisermittlung wurden die in den Programmbedingungen festgelegten maximalen Auszahlungsbeträge je bedingt zugeteilter 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 Börsenhandelstage vor dem 11. März 2018 zuzüglich ausgezahlter Dividenden ermittelt. Entsprechend den Auszahlungsbestimmungen aufgrund eines Kontrollwechsels wurde der Betrag nach dem Abschluss der Transaktion ausgezahlt.

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	Tranche 2019
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	528.207	1.628.391	883.974	
Zugesagt				932.889
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	306	3.737	207.021	
Ausgezahlt				
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	528.513	1.632.128	1.090.995	932.889
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres	528.513			

Performance Shares aus dem SPP der innogy SE Stück	Tranche 2016	Tranche 2017	Tranche 2018	
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	27.876	55.212	56.546	
Zugesagt				
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	8.041	25.699	3.321	
Ausgezahlt	-35.917	-80.911	-59.867	
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres				
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres				

Aus dem aktienkursbasierten Vergütungssystem ergaben sich im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 34 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €). Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 60 Mio. € (Vorjahr: 32 Mio. €).

(22) Rückstellungen

Rückstellungen	31.12.2019			31.12.2018		
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.446		3.446	3.287		3.287
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.355	368	6.723	5.659	285	5.944
Bergbaubedingte Rückstellungen	4.559	59	4.618	2.460	56	2.516
	14.360	**427**	**14.787**	**11.406**	**341**	**11.747**
Sonstige Rückstellungen[1]						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	361	622	983	378	446	824
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	591	31	622	109	23	132
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.390	116	1.506	905	92	997
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	948	4	952	358	4	362
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	557	77	634	528	52	580
Umweltschutzverpflichtungen	78	2	80	90	7	97
Zinszahlungsverpflichtungen	281		281	261	1	262
Rückgabeverpflichtungen für CO_2-Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien		771	771		885	885
Übrige sonstige Rückstellungen	370	588	958	331	721	1.052
	4.576	**2.211**	**6.787**	**2.960**	**2.231**	**5.191**
	18.936	**2.638**	**21.574**	**14.366**	**2.572**	**16.938**

1 Angepasste Vorjahreswerte: Aufgrund der Agenda-Entscheidung des IFRS-IC von September 2019 werden zuvor als Steuerrückstellungen ausgewiesene Sachverhalte nun in den Ertragsteuerverbindlichkeiten ausgewiesen.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen: Die betriebliche Altersversorgung umfasst beitragsorientierte und leistungsorientierte Versorgungssysteme. Die leistungsorientierten Versorgungszusagen betreffen im Wesentlichen endgehaltsabhängige Versorgungszusagen. Diese unterliegen den typischen Risiken aus Langlebigkeit sowie Inflations- und Gehaltssteigerungen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 24 Mio. € (Vorjahr: 23 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 2020 voraussichtlich Arbeitgeberbeiträge in Höhe von ca. 9 Mio. € (Vorjahr: 8 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 2019 betrug die Anzahl unserer aktiven Planteilnehmer ca. 600 (Vorjahr: ca. 600).

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 ihnen werden Pensionsverpflichtungen gegenüber dem wesentlichen Teil der Mitarbeiter gedeckt, 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 die fortgeführten innogy-Aktivitäten 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 RWE-Konzerns und der fortgeführten innogy-Aktivitäten. 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 Sektionen des ESPS wurden zum 31. März 2019 durchgeführt. Für die RWE-Sektion ergibt sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 44,3 Mio. £. RWE wird dieses Defizit mit einer Zahlung in Höhe von 48,3 Mio. £ zum 31. März 2020 ausgleichen. Für die Sektion der fortgeführten innogy-Aktivitäten ergab sich ein technisches Finanzierungsdefizit von 103,4 Mio. £. innogy und die Treuhänder haben daraufhin vereinbart, das Defizit durch jährliche Zahlungen in Höhe von 37,5 Mio. £, 36,3 Mio. £, 17,0 Mio. £ und 17,0 Mio. £ in den Jahren 2020 bis 2023 auszugleichen. Die nächsten Bewertungen müssen bis zum 31. März 2022 stattfinden. 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	31.12.2019		31.12.2018	
in %	Inland	Ausland[1]	Inland	Ausland[1]
Abzinsungsfaktor	1,20	2,00	1,70	2,70
Gehaltssteigerungsrate	2,35	3,00	2,35	3,30
Rentensteigerungsrate	1,00, 1,60 bzw. 1,75	1,90 bzw. 2,80	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)	31.12.2019				31.12.2018			
in Mio. €	Inland[1]	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Ausland[2]	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Inland[1]	Davon: Level 1 nach IFRS 13	Ausland[2]	Davon: Level 1 nach IFRS 13
Aktien, börsengehandelte Fonds	1.539	1.519	468	131	1.396	1.375	469	208
Zinstragende Titel	3.620	91	3.502	33	3.245	4	3.720	1.641
Immobilien	3				4			
Mischfonds[3]	705	375	1.539	160	613	229	613	324
Alternative Investments	685	438	661		689	406	784	2
Sonstiges[4]	64	30	407	69	72	68	308	7
	6.616	**2.453**	**6.577**	**393**	**6.019**	**2.082**	**5.894**	**2.182**

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 ist 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 ins 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 zusätzlich möglichst gleichmäßig hohe Erträge zu erreichen, wird zudem in Produkte investiert, die im Zeitverlauf mit höherer Wahrscheinlichkeit relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen. 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. Das Ziel der Anlagestrategie ist hier, 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: 01.01.2019	**14.987**	**11.913**	**213**	**3.287**
Laufender Dienstzeitaufwand	123			123
Zinsaufwand/Zinsertrag	312	262		50
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		1.096		-1.096
Gewinne/Verluste aus Veränderung demografischer Annahmen	-49			-49
Gewinne/Verluste aus Veränderung finanzieller Annahmen	1.272			1.272
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	43			43
Währungsanpassungen	308	315	10	3
Arbeitnehmerbeiträge	6	6		
Arbeitgeberbeiträge[1]		157		-157
Rentenzahlungen[2]	-718	-694		-24
Änderungen des Konsolidierungskreises/Umbuchungen	209	145		64
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	-7			-7
Allgemeine Verwaltungskosten		-7		7
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			-70	-70
Stand: 31.12.2019	**16.486**	**13.193**	**153**	**3.446**
Davon: Inland	10.041	6.616		3.425
Davon: Ausland	6.445	6.577	153	21

1 Davon 42 Mio. € Erst-/Nachdotierung von Planvermögen und 115 Mio. € im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit
2 Enthalten im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit

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	8	8		
Arbeitgeberbeiträge[1]		259		-259
Rentenzahlungen[2]	-907	-852		-55
Änderungen des Konsolidierungskreises	-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

Veränderungen der versicherungsmathematischen Annahmen würden zu folgenden Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen führen:

Sensitivitätsanalyse Pensionsrückstellungen	Veränderungen des Anwartschaftsbarwertes der leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen			
in Mio. €	31.12.2019		31.12.2018	
Veränderung des Rechnungszinses um +50/-50 Basispunkte				
– Inland	-734	833	-644	728
– Ausland	-433	489	-373	420
Veränderung des Gehaltstrends um -50/+50 Basispunkte				
– Inland	-55	57	-49	51
– Ausland	-35	41	-29	32
Veränderung des Rententrends um -50/+50 Basispunkte				
– Inland	-489	537	-442	484
– Ausland	-300	407	-267	298
Erhöhung der Lebenserwartung um ein Jahr				
– Inland		482		425
– Ausland		259		202

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 Pensionsrückstellungen 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 Marktrenditen 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 2.889 Mio. € (Vorjahr: 2.826 Mio. €) bzw. 557 Mio. € (Vorjahr: 461 Mio. €).

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2019 weitgehend Effekte im Zusammenhang mit Restrukturierungsmaßnahmen im Inland sowie aus Abfindungsleistungen in Großbritannien. Im Vorjahr betraf der nachverrechnete Dienstzeitaufwand im Wesentlichen Pensionsverpflichtungen in Großbritannien. Er resultierte aus einem Urteil zur Angleichung von Mindestrentenansprüchen mittels geschlechtsspezifischer Faktoren sowie aus Abfindungsleistungen. Zudem wurde im Fall von deutschen Vorruhestandsregelungen der Anspruch des Mitarbeiters auf Zahlung eines Nachteilsausgleichs teilweise neu bewertet.

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 16 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre) und im Ausland 15 Jahre (Vorjahr: 14 Jahre).

Im Geschäftsjahr 2020 wird RWE für leistungsorientierte Pläne der fortgeführten Aktivitäten voraussichtliche Zahlungen in Höhe von 275 Mio. € (geplant Vorjahr: 220 Mio. €) als unmittelbare Rentenleistungen und Einzahlungen in das Planvermögen tätigen.

Rückstellungen im Kernenergie- und Bergbaubereich in Mio. €	Stand: 01.01.2019	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2019
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	5.944	800		227	– 3	– 245	6.723
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.516	1.384	– 9	765		– 38	4.618
	8.460	**2.184**	**– 9**	**992**	**– 3**	**– 283**	**11.341**

Die **Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich** werden für die Kernkraftwerke Biblis A und B, Mülheim-Kärlich, Emsland, Lingen und Gundremmingen A, B und C in voller Höhe angesetzt. Entsorgungsrückstellungen für das niederländische Kernkraftwerk Borssele werden 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 größtenteils bis Anfang der 2040er-Jahre in Anspruch nehmen. Der auf Basis des aktuellen Marktzinsniveaus für risikolose Geldanlagen ermittelte Diskontierungssatz betrug zum Bilanzstichtag 0,0 % (Vorjahr: 0,4 %), die auf Basis von Erwartungen zu den allgemeinen Lohn- und Preissteigerungen und zum Produktivitätsfortschritt abgeleitete Eskalationsrate 1,5 % (Vorjahr: 1,5 %). Der kernenergiespezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, betrug damit – 1,5 % (Vorjahr: – 1,1 %). 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 800 Mio. €. Davon entfallen 719 Mio. € auf die übernommenen Kernenergieverpflichtungen von der E.ON-Tochter PreussenElektra im Rahmen des Erwerbs der Minderheitenanteile an den Kernkraftwerksblöcken in Gundremmingen. Neben mengenbedingten Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens beruhen die weiteren Rückstellungszuführungen darauf, dass aktuelle Schätzungen per saldo zu einer Erhöhung der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Von den Rückstellungsveränderungen wurden -51 Mio.€ mit den korrespondierenden Anschaffungskosten der Kernkraftwerke, die sich noch in Betrieb befinden, und den Brennelementen verrechnet. Abgesetzt von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen für Dienstleistungen in Höhe von 8 Mio. €. Im Berichtsjahr haben wir überdies Rückstellungen in Höhe von 193 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 Antrag auf Stilllegung und Abbau des Kernkraftwerks wird bereits während der Betriebszeit bei der atomrechtlichen Genehmigungsbehörde gestellt, damit die Stilllegungs- und Abbautätigkeiten rechtzeitig nach Ablauf der Berechtigung zum Leistungsbetrieb vorgenommen werden können. Die Rückbautätigkeiten umfassen im Wesentlichen den Abbau und das Entfernen der radioaktiven Kontamination aus den Einrichtungen bzw. 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. €	31.12.2019	31.12.2018
Restbetrieb	2.840	2.515
Abbau	2.086	1.810
Reststoffbearbeitung und Abfallbehandlung	1.797	1.619
	6.723	**5.944**

Die Rückstellung für den Restbetrieb von Kernkraftwerksanlagen umfasst alle Aktivitäten, die weitgehend unabhängig vom Abbau und von der 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 zur vom Bund mit der Zwischenlagerung beauftragten 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. €	31.12.2019	31.12.2018
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	4.849	4.462
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	1.874	1.482
	6.723	**5.944**

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. Die bergbaubedingten Rückstellungen enthalten auch die zu erwartenden Zusatzkosten für die Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue, die mit dem vorgezogenen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038 verbunden sind. Über die kontinuierliche Rekultivierung der Tagebauflächen hinaus wird ein Großteil der Inanspruchnahmen zur Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue bis 2050 erwartet. Die Kostenschätzungen basieren in wesentlichen Teilen auf externen Gutachten.

Aufgrund der Langfristigkeit der Verpflichtung wurde bislang 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, ergab sich durch diese Vorgehensweise ein konsistenter rückstellungsspezifischer Realabzinsungssatz von 1,3 % als Differenz zwischen Diskontierungszinssatz von 4,1 % und Eskalationsrate von 2,8 %. Da aufgrund des vorgezogenen Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung und den damit verbundenen Zusatzkosten für die Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue nun ein Großteil der Inanspruchnahmen in den nächsten 30 Jahren anfällt, war eine Anpassung der Ermittlung des Diskontierungszinssatzes und der Eskalationsrate erforderlich. Für die Diskontierung der Inanspruchnahmen der kommenden 30 Jahre orientieren wir uns am aktuellen Marktzinsniveau für risikolose Geldanlagen. Da für darüber hinausgehende Zeiträume keine Marktzinsen vorliegen, wird für die Diskontierung der Inanspruchnahmen über einen Zeitraum von 30 Jahren hinaus ein nachhaltiger langfristiger Zinssatz verwendet. Insgesamt ergibt sich ein durchschnittlicher Diskontierungszins von 1,99 %. Auch bei der Eskalationsrate wird mit 1,5 % ein niedrigerer Wert angesetzt als im Vorjahr (2,8 %). Die Eskalationsrate reflektiert aktuell erwartete Preis- und Kostensteigerungen. Der bergbauspezifische Realabzinsungssatz, also die Differenz zwischen Diskontierungszinssatz und Eskalationsrate, beträgt damit 0,49 % (Vorjahr: 1,3 %). Eine Erhöhung (Absenkung) des Realabzinsungssatzes um 0,1 Prozentpunkte würde den Barwert der Rückstellung um rund 140 Mio. € verringern (erhöhen).

Die Zuführungen zu den bergbaubedingten Rückstellungen liegen – ohne den Zinsanteil – bei 1.384 Mio. €. Darin enthalten sind Kosten für die mengenbedingte Erhöhung des Verpflichtungsvolumens sowie Kosten für die Wiedernutzbarmachung der Braunkohletagebaue aufgrund des Ausstiegs aus der Braunkohleverstromung bis zum Jahr 2038. Von den Rückstellungsveränderungen wurden 258 Mio. € unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert.

Sonstige Rückstellungen in Mio. €	Stand: 01.01.2019	Zuführungen	Auflösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Umbuchungen	Inanspruchnahmen	Stand: 31.12.2019
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	824	541	-17	6	39	-410	983
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	132	537	-23	7	-28	-3	622
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	997	367	-178	32	378	-90	1.506
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	362	62	-21	-45	594		952
Sonstige Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen	580	29	-41	83		-17	634
Umweltschutzverpflichtungen	97	7	-19	3	2	-10	80
Zinszahlungsverpflichtungen	262	91	-5			-67	281
Rückgabeverpflichtungen für CO_2-Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien	885	775	-11		9	-887	771
Übrige sonstige Rückstellungen	1.052	605	-24	28	-355	-348	958
	5.191[1]	**3.014**	**-339**	**114**	**639**	**-1.832**	**6.787**

1 Angepasster Wert: Aufgrund der Agenda-Entscheidung des IFRS-IC im September 2019 werden zuvor als Steuerrückstellungen ausgewiesene Sachverhalte nun in den Ertragsteuerverbindlichkeiten ausgewiesen.

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 2020 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 2020 bis 2030 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 2045 und der **sonstigen Rückbau- und Nachrüstungsverpflichtungen** in den Jahren 2020 bis 2060.

(23) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten	31.12.2019		31.12.2018	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen[1]	1.110		1.103	
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	965	391	473	81
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		400		533
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.849	1.019	422	152
	3.924	**1.810**	**1.998**	**766**

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 631 Mio. € (Vorjahr: 523 Mio. €) verzinslich.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der Anleihen des RWE-Konzerns, wie sie sich zum 31. Dezember 2019 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE AG	12 Mio. €	12	3,5	Oktober 2037
RWE AG	539 Mio. €[1]	538	2,75	April 2075
RWE AG	282 Mio. €[1]	281	3,5	April 2075
RWE AG	317 Mio. US $[1]	279	6,625	Juli 2075
Anleihen		**1.110**		

1 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 39 Mio. € (Vorjahr: 72 Mio. €) durch Grundpfandrechte gesichert.

In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Leasingverbindlichkeiten enthalten.

Im Vorjahr hatten die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen folgende Fälligkeiten:

Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen	Fälligkeiten der Mindestleasingzahlungen		
	31.12.2018		
in Mio. €	Nominal-wert	Abzinsungs-betrag	Barwert
Fällig im Folgejahr	10		10
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	39		39
Fällig nach über 5 Jahren	192		192
	241		**241**

Mit Einführung von IFRS 16 entfällt die Unterscheidung zwischen Operating-Leasing-Verhältnissen und Finanzierungsleasing beim Leasingnehmer. Eine Fälligkeitsanalyse der gesamten Leasingverbindlichkeiten zum 31. Dezember 2019 findet sich in der Berichterstattung zu Finanzinstrumenten (siehe Anhangangabe 27).

(24) Ertragsteuerverbindlichkeiten

In den Ertragsteuerverbindlichkeiten sind in Höhe von 1.174 Mio. € (Vorjahr: 1.540 Mio. €; 1. Januar 2018: 1.969 Mio. €) ungewisse Ertragsteuerpositionen enthalten. Diese werden infolge der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung im September 2019 nicht mehr als Steuerrückstellungen, sondern als Ertragsteuerverbindlichkeiten ausgewiesen. Im Wesentlichen beinhaltet diese Position Ertragsteuern für von der Finanzverwaltung noch nicht abschließend veranlagte Jahreszeiträume bzw. für das laufende Jahr.

(25) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten	31.12.2019		31.12.2018	
in Mio. €	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern		129		105
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	2	17	2	14
Derivate	391	10.088	362	6.698
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	456	1.354	144	383
	849	**11.588**	**508**	**7.200**
Davon: finanzielle Schulden	435	10.303	379	6.877
Davon: nichtfinanzielle Schulden	414	1.285	129	323

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 269 Mio. € (Vorjahr: 76 Mio. €) enthalten.

Zudem entfielen von den sonstigen übrigen Verbindlichkeiten 46 Mio. € (Vorjahr: 56 Mio. €) auf Investitionszuwendungen der öffentlichen Hand, die im Wesentlichen im Zusammenhang mit dem Bau von Windparks und im Vorjahr darüber hinaus im Zusammenhang mit der Mitverbrennung von Biomasse gewährt worden sind.

Sonstige Angaben

(26) 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.

Im Vorjahr ergab sich für Stammaktien und Vorzugsaktien das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2019	2018
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	8.498	335
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		-691	-196
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		9.189	531
Zahl der in Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stammaktie	€	13,82	0,54
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		-1,13	-0,32
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		14,95	0,86
Dividende je Stammaktie	€	0,80[1]	0,70
Dividende je Vorzugsaktie	€		0,70

1 Vorschlag für das Geschäftsjahr 2019

(27) 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, entweder mit den fortgeführten Anschaffungskosten oder mit 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; 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; 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 zum beizulegenden Zeitwert angesetzten Finanzinstrumente werden anhand des veröffentlichten Börsenkurses bewertet, 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. Für die 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 2019	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2018	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	4.391	3.853	188	350	400	93	159	148
Derivate (aktiv)	12.108		11.443	665	7.271		7.115	156
Davon: in Sicherungsbeziehungen	2.961		2.961		1.644		1.644	
Wertpapiere	3.258	1.829	1.429		3.606	1.618	1.988	
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	9		1	8	4.031	1.755	1.472	804
Derivate (passiv)	10.479		9.902	577	7.060		7.025	35
Davon: in Sicherungsbeziehungen	1.513		1.513		1.134		1.134	
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	4			4	1.343		1.343	

Aufgrund der erhöhten Anzahl von Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert von 24 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €) von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert. Gegenläufig wurden wegen einer verminderten Anzahl von Preisquotierungen finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert von 25 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €) von Stufe 1 nach Stufe 2 umgegliedert. Ferner wurden im Berichtsjahr Derivate mit einem beizulegenden Zeitwert von 44 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 3 umgegliedert.

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2019 in Mio. €	Stand: 01.01.2019	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2019
			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
Übrige Finanzanlagen	148	155	–23	–9	79	350
Derivate (aktiv)	156	182	434		–107	665
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	804	–819	–8		31	8
Derivate (passiv)	35	138	432		–28	577
Zur Veräußerung bestimmte Schulden					4	4

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2018 in Mio. €	Stand: 01.01.2018	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 31.12.2018
			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

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 in Mio. €	Gesamt 2019	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2018	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
Umsatzerlöse	242	242	25	25
Materialaufwand	–449	–449	–24	–24
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	209	209	96	96
Beteiligungsergebnis	–23	–10	–45	–45
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	–8		40	48
	–29	**–8**	**92**	**100**

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-, Öl- 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 61 Mio. € (Vorjahr: 41 Mio. €) bzw. zu einem Rückgang um 61 Mio. € (Vorjahr: 41 Mio. €) führen.

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

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2019	31.12.2018
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	10.829	11.128
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	10.821	8.483
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt	8	2.645
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	9.543	14.757
Davon: zur Veräußerung bestimmt	112	6.244
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	1.727	1.715
Davon: zur Veräußerung bestimmt		975
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	4.247	817
Davon: zur Veräußerung bestimmt		408
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	8.970	7.258
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – fortgeführte Aktivitäten	8.966	5.926
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet – zur Veräußerung bestimmt	4	1.332
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	8.091	20.621
Davon: zur Veräußerung bestimmt	311	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. Deren Buchwert beträgt 4.632 Mio. € (Vorjahr: 2.764 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 4.919 Mio. € (Vorjahr: 2.842 Mio. €). Davon entfallen 1.180 Mio. € (Vorjahr: 1.080 Mio. €) auf Stufe 1 und 3.739 Mio. € (Vorjahr: 1.762 Mio. €) auf Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie.

Aufgrund der Erstanwendung von IFRS 16 sind in der aktuellen Berichtsperiode in den für die Finanzverbindlichkeiten genannten Werten keine Leasingverbindlichkeiten mehr enthalten, während diese in den Vorjahreswerten noch berücksichtigt sind.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung je nach Bewertungskategorie mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis je Bewertungskategorie in Mio. €	2019	2018
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	941	–95
Davon: verpflichtend zum beizulegenden Zeitwert bewertet	941	–95
Zu fortgeführten Anschaffungskosten bewertete Fremdkapitalinstrumente	137	186
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Fremdkapitalinstrumente	38	25
Erfolgsneutral zum beizulegenden Zeitwert bewertete Eigenkapitalinstrumente	27	14
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete Verbindlichkeiten	–317	–236

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

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. €	31.12.2019	31.12.2018
Wertpapiere in Spezialfonds	444	378
Nordsee One GmbH	22	31
E.ON SE	3.780	

Im Berichtsjahr 2019 wurden Dividendenerträge aus diesen Finanzinstrumenten in Höhe von 27 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €) erfasst, von denen 5 Mio. € (Vorjahr: 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 738 Mio. € (Vorjahr: 312 Mio. €). Der daraus entstandene Gewinn betrug 5 Mio. € (Vorjahr: Verlust von 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 31.12.2019	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/geleistete Barsicherheiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	10.381	-9.801	580		-318	262
Derivate (passiv)	9.031	-8.185	846	-119	-727	

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2018	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/geleistete Barsicherheiten	
in Mio. €						
Derivate (aktiv)	14.915	-14.232	683		-400	283
Derivate (passiv)	10.532	-10.101	431	-186	-245	

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.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Währungsmanagement eine große Bedeutung zu. Brennstoffe notieren u. a. in britischen Pfund und US-Dollar. Zudem ist RWE in einer Vielzahl verschiedener Währungsräume geschäftlich aktiv. Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken mit der RWE AG zu sichern. Fremdwährungsrisiken, die aus der Beteiligung und Finanzierung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts erwachsen, werden von der RWE Renewables International Participations B. V. abgesichert.

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 Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der langfristigen Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement zentral von der RWE AG verwaltet.

Die weiteren Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG überwacht.

Für Commodity-Geschäfte hat der Bereich Controlling & Risikomanagement der RWE AG Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE u. a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR) überwacht und gesteuert. Zur Steuerung von Zinsrisiken wird zudem ein Cash Flow at Risk (CFaR) ermittelt.

Mit der VaR-Methode ermittelt und überwacht RWE das maximale Verlustpotenzial, das sich aus der Veränderung von Marktpreisen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen ergibt. Bei der Berechnung werden historische Preisschwankungen zugrunde gelegt. Bis auf den CFaR werden alle VaR-Angaben mit einem Konfidenzintervall von 95 % und einer Haltedauer von einem Tag ermittelt. Für den CFaR werden ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr unterstellt.

RWE unterscheidet bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser betrug zum Bilanzstichtag 4,8 Mio. € (Vorjahr: 2,3 Mio. €). Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2019 bei 34,8 Mio. € (Vorjahr: 5,9 Mio. €). RWE ermittelt den CFaR unter der Annahme einer Refinanzierung fälliger Schulden.

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2019 bei 1,6 Mio. € (Vorjahr: 1,1 Mio. €). Er entspricht der für die interne Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen. Zudem bildet der VaR zusätzlich das Risiko zeitlicher Inkongruenzen ab.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2019 bei 3,7 Mio. € (Vorjahr: 6,9 Mio. €).

Bei der RWE Supply & Trading sind der VaR für das Handelsgeschäft und der VaR für das gebündelte Geschäft mit Gas und verflüssigtem Erdgas (LNG) die zentralen internen Steuerungsgrößen für Commodity-Positionen. Der VaR darf hierbei höchstens 40 Mio. € bzw. 14 Mio. € betragen. Zum 31. Dezember 2019 belief sich der VaR im Handelsgeschäft auf 12,0 Mio. € (Vorjahr: 12,4 Mio. €) bzw. für das gebündelte Gas- und LNG-Geschäft auf 4,7 Mio. € (Vorjahr: 5,1 Mio. €).

Im Handels- und gebündelten LNG- und Gasgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem auf monatlicher Basis Stresstests 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 von dem Segment Energiehandel abgesichert. Entsprechend der Vorgehensweise beispielsweise bei 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. Des Weiteren können Commodity-Preisrisiken in Bezug auf die Erzeugungspositionen aus erneuerbaren Energien und im Gasspeichergeschäft bestehen. Die Commodity-Preisrisiken der erneuerbaren Erzeugungspositionen werden vom hierfür neu eingesetzten Renewables Commodity Management Committee (RES CMC) gesteuert. Die Tochtergesellschaften mit Gasspeichern steuern ihre Positionen aufgrund von Unbundling-Vorschriften ebenfalls selbstständig.

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 zwölf 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 CO_2-Emissionsrechten zu begrenzen. Bei Fair Value Hedges werden sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundgeschäft (Letzteres hinsichtlich des abgesicherten Risikos) erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst.

Zur Absicherung des beizulegenden Zeitwertes von Rohstoffpreisrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Fair Value Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
CO_2-Derivate			
Nominalvolumen (in Mio. €)			39
Gesicherter Durchschnittspreis (in €/Tonne)			5,57

Sicherungsinstrumente in Fair Value Hedges zum 31.12.2018	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 Vermögenswertes oder einer Verbindlichkeit verrechnet.

Zur Absicherung künftiger Zahlungsströme bei Fremdwährungsrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	2.276	134	61
Durchschnittskurs EUR/USD	1,15	1,18	1,19
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,87	0,89	
Durchschnittskurs EUR/CAD	1,54	1,56	1,64
Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 2.947	– 401	– 112
Durchschnittskurs EUR/USD	1,13	1,18	1,26
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,87	0,88	0,86
Durchschnittskurs EUR/CAD	1,51		1,57

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2018	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		

Zur Absicherung künftiger Zahlungsströme bei Zinsrisiken hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Zinsswaps			
Nominalvolumen (in Mio. £)			808
Gesicherter Durchschnittszins (in %)			1,55

Sicherungsinstrumente in Cash Flow Hedges zum 31.12.2018	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Zinsswaps			
Nominalvolumen (in Mio. £)			1.642
Gesicherter Durchschnittszins (in %)			1,56

Die kommerzielle Optimierung des Kraftwerkportfolios basiert auf einer dynamischen Sicherungsstrategie: Ausgehend von Änderungen der Marktpreise, der Marktliquidität und vom Absatzgeschäft mit Endkunden werden die Grund- und Sicherungsgeschäfte fortwährend angepasst. Commodity-Preise werden dann abgesichert, wenn hierdurch ein positiver Deckungsbeitrag erzielt wird. Der proprietäre Handel mit Commodities ist bezüglich des Risikomanagements hiervon strikt getrennt.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten (Net Investment Hedges) dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Anleihen verschiedener Laufzeiten in den entsprechenden Währungen, Zins-Währungs-Swaps und andere Währungsderivate ein. Ändern sich die Kurse von Währungen, auf die die sichernden Anleihen lauten, oder ändert sich der beizulegende Zeitwert der sichernden Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt.

Zur Absicherung von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten hat RWE die folgenden Sicherungsinstrumente gehalten:

Sicherungsinstrumente in Net Investment Hedges zum 31.12.2019	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Anleihen und Devisenterminkontrakte – Verkäufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	– 1.037	– 349	– 631
Durchschnittskurs EUR/AUD			
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,90	0,86	0,63
Durchschnittskurs EUR/USD			

Sicherungsinstrumente in Net Investment Hedges zum 31.12.2018	Fälligkeit		
	1 – 6 Monate	7 – 12 Monate	>12 Monate
Anleihen und Devisenterminkontrakte – Käufe			
Nominalvolumen (in Mio. €)	56		
Durchschnittskurs EUR/GBP	0,89		
Anleihen und Devisenterminkontrakte – 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 folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Sicherungsinstrumente – Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zum 31.12.2019	Nominal-wert	Buchwert		Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Erfasste Ineffektivität
in Mio. €		Aktiv	Passiv		
Fair Value Hedges					
Rohstoffpreisrisiken	39		135	11	
Cash Flow Hedges					
Zinsrisiken	931		105	69	
Fremdwährungsrisiken	296	52	87	26	
Rohstoffpreisrisiken	– 4.125[1]	2.337	1.046	– 571	
Net Investment Hedges					
Fremdwährungsrisiken			328	55	35

1 Der angegebene Nettonominalwert setzt sich zusammen aus Käufen in Höhe von 3.494 Mio. € und Verkäufen in Höhe von 7.619 Mio. €.

Sicherungsinstrumente – Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage zum 31.12.2018	Nominal-wert	Buchwert		Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Erfasste Ineffektivität
in Mio. €		Aktiv	Passiv		
Fair Value Hedges					
Rohstoffpreisrisiken	39		146	– 126	
Cash Flow Hedges					
Zinsrisiken	1.642		42	– 26	
Fremdwährungsrisiken	108	39	63	– 18	– 11
Rohstoffpreisrisiken	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“ sowie „Übrige Verbindlichkeiten“ ausgewiesen.

Die in Sicherungsbeziehungen designierten Grundgeschäfte haben folgende Auswirkungen auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage:

Fair Value Hedges zum 31.12.2019	Buchwert		Davon kumulierte Anpassungen des beizulegenden Zeitwertes		Änderung des beizulegenden Zeitwertes des Berichtsjahres
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	
Rohstoffpreisrisiken	174		135		11

Fair Value Hedges zum 31.12.2018	Buchwert		Davon kumulierte Anpassungen des beizulegenden Zeitwertes		Änderung des beizulegenden Zeitwertes des Berichtsjahres
in Mio. €	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv	
Rohstoffpreisrisiken	185		146		126

Cash Flow Hedges und Net Investment Hedges zum 31.12.2019 in Mio. €	Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Rücklage für laufende Sicherungsbeziehungen	Rücklage für bereits beendete Sicherungsbeziehungen
Cash Flow Hedges			
Zinsrisiken		-94	
Fremdwährungsrisiken	67	107	
Rohstoffpreisrisiken	623	4.574	-15
Net Investment Hedges			
Fremdwährungsrisiken	55	1.151	328

Cash Flow Hedges und Net Investment Hedges zum 31.12.2018 in Mio. €	Änderung des beizulegenden Zeitwertes in der laufenden Periode	Rücklage für laufende Sicherungsbeziehungen	Rücklage für bereits beendete Sicherungsbeziehungen
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.

Die Überleitung der Veränderung der Rücklage für Sicherungsbeziehungen bezogen auf die verschiedenen Risikokategorien der bilanziellen Sicherungsbeziehungen ist nachfolgend dargestellt:

Rücklage für Sicherungsbeziehungen – 2019 in Mio. €	
Stand: 01.01.2019	**3.344**
Cash Flow Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	332
Zinsrisiken	– 53
Fremdwährungsrisiken	– 223
Rohstoffpreisrisiken	608
Aus OCI in die Gewinn- und Verlustrechnung umgegliederter Gewinn oder Verlust – Realisation Grundgeschäfte	136
Fremdwährungsrisiken	– 127
Rohstoffrisiken	263
Als Anpassung der Anschaffungskosten erfasster Gewinn oder Verlust	– 1.267
Zinsrisiken	38
Fremdwährungsrisiken	2
Rohstoffrisiken	– 1.307
Steuerlicher Effekt der Rücklagenveränderung	434
Net Investment Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	95
Fremdwährungsrisiken	95
Verrechnung mit Währungsanpassungen	– 95
Stand: 31.12.2019	**2.979**

Rücklage für Sicherungsbeziehungen – 2018 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	– 1.498
Net Investment Hedges	
Effektiver Teil der Marktwertänderungen	57
Fremdwährungsrisiken	57
Verrechnung mit Währungsanpassungen	– 57
Stand: 31.12.2018	**3.344**

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhält RWE Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken mit guter Bonität und zu anderen Handelspartnern mit überwiegend guter Bonität. Zusätzlich unterhält RWE im Rahmen von Großprojekten – wie dem Bau von Windparks – Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Geschäftspartnern mit guter Bonität. Bei RWE werden Kontrahentenrisiken vor Vertragsabschluss geprüft. RWE begrenzt solche Risiken, indem Limite festgelegt und diese im Laufe der Geschäftsbeziehung angepasst werden, sofern sich die Bonität von Geschäftspartnern ändert. Kontrahentenrisiken werden kontinuierlich überwacht, damit bei Bedarf frühzeitig Gegenmaßnahmen eingeleitet werden können. Zudem ist RWE 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, verlangt RWE u. a. die Gewährung von Garantien, Barsicherheiten und sonstigen Sicherheitsleistungen. Außerdem schließt RWE Kreditversicherungen gegen Zahlungsausfälle ab. Als Sicherheiten erhaltene Bankgarantien stammen von Finanzinstituten, die mit den erforderlichen guten Ratings 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 einstehen müssen. Zum 31. Dezember 2019 betrugen diese Verpflichtungen 174 Mio. € (Vorjahr: 223 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2019 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 5,5 Mrd. € (Vorjahr: 1,3 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 1,1 Mrd. € (Vorjahr: 0,2 Mrd. €) auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 1,1 Mrd. € (Vorjahr: 0,3 Mrd. €) auf Derivate in Sicherungsbeziehungen und 3,3 Mrd. € (Vorjahr: 0,8 Mrd. €) auf sonstige Derivate. Weder im Geschäftsjahr 2019 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. 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 Wertminderung wird analog zur Stufe 2 berechnet, 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 die Annahme eines Zahlungsausfalls widerlegen.

Aus Daten des internen Kreditrisikomanagements leiten wir Schlussfolgerungen zum 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 i. d. R. davon aus, dass diese Annahme nicht einschlägig ist.

Ein finanzieller Vermögenswert wird abgeschrieben, wenn Hinweise zu ernsthaften finanziellen 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 in Mio. €	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
Finanzforderungen					
Stand 01.01.2019	**23**	**6**	**11**		**40**
Neubewertung aufgrund geänderter Bewertungsparameter	4				4
Neu erworbene/ausgegebene finanzielle Vermögenswerte	2	1			3
Zurückgezahlte oder ausgebuchte finanzielle Vermögenswerte	– 18				– 18
Transfer von Stufe 2 in Stufe 1		– 4			– 4
Stand: 31.12.2019	**11**	**3**	**11**		**25**

Wertberichtigung finanzieller Vermögenswerte in Mio. €	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
Finanzforderungen					
Stand 01.01.2018	**53**	**5**	**11**	**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**	**6**	**11**		**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: 01.01.2019	**27**
Zuführung	9
Änderungen Konsolidierungskreis	– 4
Stand: 31.12.2019	**32**

Risikovorsorge für Forderungen aus Lieferungen und Leistungen in Mio. €	
Stand: 01.01.2018	**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 31.12.2019 in Mio. €	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
Klasse 1 – 5: geringes Risiko	AAA bis BBB–	7.262	39		3.261	10.562
Klasse 6 – 9: mittleres Risiko	BB+ bis BB–	121	1	12	95	229
Klasse 10: erhöhtes Risiko	B+ bis B–	43	10		67	120
Klasse 11: zweifelhaft	CCC bis C				6	6
Klasse 12: Verlust	D			1	36	37
		7.426	**50**	**13**	**3.465**	**10.954**

Bruttobuchwerte finanzieller Vermögenswerte zum 31.12.2018 in Mio. €	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
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	**13**	**12**	**1.999**	**9.325**

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich i. d. R. bei der RWE AG. Dabei besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2020 werden Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten in Höhe von 0,4 Mrd. € (Vorjahr: 0,1 Mrd. €) fällig. Zusätzlich sind kurzfristige Schulden zu begleichen. Darüber hinaus werden im Jahr 2020 unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts der gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierenden Hybridanleihe Kapitalmarktschulden in Höhe von 0,5 Mrd. € fällig (Vorjahr: 0,8 Mrd. €).

Am 31. Dezember 2019 belief sich der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren auf 6.450 Mio. € (Vorjahr: 7.132 Mio. €).

Die Kreditlinie der RWE AG wurde im April 2019 auf 5 Mrd. € erhöht. Die darin enthaltenen beiden Tranchen laufen noch bis April 2021 (2 Mrd. €) bzw. April 2024 (3 Mrd. €). Das Commercial-Paper-Programm der RWE AG über 5 Mrd. US$ (Vorjahr: 5 Mrd. US$) war zum Bilanzstichtag mit 0 Mrd. € (Vorjahr: 0 Mrd. €) in Anspruch genommen. Darüber hinaus kann sich die RWE AG in Höhe von 10 Mrd. € im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich bei der RWE AG zum Bilanzstichtag auf 0 Mrd. € (Vorjahr: 0 Mrd. €). Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher bei RWE 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		Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
in Mio. €	Buchwerte 31.12.2019	2020	2021 bis 2024	ab 2025	2020	2021 bis 2024	ab 2025
Anleihen[1]	1.110	539		571	44	116	53
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.356	393	70	894	23	90	94
Leasingverbindlichkeiten	1.102	83	244	784	24	89	200
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.766	921	329	541	57	164	508
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	10.479	10.092	85	302	22	64	153
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	400	400					
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	3.147	3.143	9	4			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen unter Berücksichtigung des frühestmöglichen Kündigungszeitpunkts

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten		Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
in Mio. €	Buchwerte 31.12.2018	2019	2020 bis 2023	ab 2024	2019	2020 bis 2023	ab 2024
Anleihen[1]	1.103		539	564	102	129	81
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	554	87	90	413	13	51	31
Leasingverbindlichkeiten	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

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2019 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger in Höhe von insgesamt 121 Mio. € (Vorjahr: 145 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 53 Mio. € gegeben (Vorjahr: 78 Mio. €), die im Jahr 2020 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements finden sich auf Seite 84 ff. im Lagebericht.

(28) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2019 auf 1.989 Mio. € (Vorjahr: 2.396 Mio. €). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um Investitionen in Sachanlagevermögen.

Im Vorjahr betrafen die Verpflichtungen aus Operating-Leasing-Verhältnissen überwiegend Pachtverträge für Stromerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie Miet- und Leasingverträge für Lager- und Verwaltungsgebäude. Die Mindestleasingzahlungen hatten folgende Fälligkeitsstruktur:

Operating Leasing	Nominalwert
in Mio. €	31.12.2018
Fällig in bis zu 1 Jahr	59
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	159
Fällig nach über 5 Jahren	354
	572

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 2019 auf 27,1 Mrd. € (Vorjahr: 27,9 Mrd. €), wovon 0,3 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 0,8 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 2019 auf 7,1 Mrd. € (Vorjahr: 7,8 Mrd. €); davon werden 0,2 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,8 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 seit dem 1. Januar 2020 30,452 % (bis zum 31. Dezember 2019: 23,259 %), 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.

(29) Segmentberichterstattung

RWE ist in fünf 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 sowie 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, an denen nicht die Beherrschung auf E.ON übergegangen ist. 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.

Das Segment Übernommene E.ON-Aktivitäten umfasst die wesentlichen Teile des vormaligen Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON, über die RWE am 18. September 2019 die Beherrschung erlangt hat. Es beinhaltet die Geschäftsfelder Onshore Wind und Offshore Wind sowie Photovoltaik.

Unter „Sonstige, Konsolidierung" werden die RWE AG sowie Konsolidierungseffekte erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehören im Wesentlichen unsere Minderheitsbeteiligungen am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion sowie an E.ON.

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2019 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Stromerzeugung	Energiehandel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Übernommene E.ON-Aktivitäten	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	**1.018**	**1.065**	**9.649**	**1.164**	**374**	**7**	**13.277**
Konzern-Innenumsatz	2.166	3.483	3.274	399		-9.322[1]	
Gesamtumsatz	3.184	4.548[2]	12.923	1.563	374	-9.315	13.277
Bereinigtes EBIT	12	132	691	443	116	-127	1.267
Betriebliches Beteiligungsergebnis	63	21	1	74	13	133	305
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	62	20	34	59	16	132	323
Betriebliche Abschreibungen	362	321	11	390	137	1	1.222
Außerplanmäßige Abschreibungen	785	772	19	414	11		2.001
Bereinigtes EBITDA	**374**	**453**	**702**	**833**	**253**	**-126**	**2.489**
Buchwerte at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	68	139	3	750	1.638	638	3.236
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	342	252	11	1.215	267	3	2.090

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz – 9.322 Mio. €
2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 2.640 Mio. €

Regionen 2019	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE-Konzern
in Mio. €	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz[1,2]	4.840	5.035	2.368	484	398	13.125
Immaterielle Vermögenswerte und Sachanlagen	6.758	9.845	3.353		3.950	23.906

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer
2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentberichterstattung Unternehmensbereiche 2018 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Stromerzeugung	Energiehandel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Übernommene E.ON-Aktivitäten	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	**1.144**	**926**	**10.335**	**1.124**		**18**	**13.547**
Konzern-Innenumsatz	2.340	3.768	3.434	386		-9.928[1]	
Gesamtumsatz	3.484	4.694[2]	13.769	1.510		-9.910	13.547
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[1,2,3]	4.549	4.358	3.130	984	385	13.406
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
3 Angepasste Vorjahreswerte

Außenumsatz nach Produkten 2019 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Stromerzeugung	Energiehandel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Übernommene E.ON-Aktivitäten	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz[1,2]	**1.003**	**1.062**	**9.514**	**1.164**	**374**	**8**	**13.125**
Davon: Strom	282	620	8.259	869	242		10.272
Davon: Gas		12	1.094	50			1.156
Davon: Sonstige Erlöse	721	430	161	245	132	8	1.697

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer
2 Davon Außenumsätze auf Basis von kohlebasierter Stromerzeugung und Kohlevertrieb in Höhe von 3.054 Mio. €

Außenumsatz nach Produkten 2018 in Mio. €	Braunkohle & Kernenergie	Europäische Stromerzeugung	Energiehandel	Fortgeführte innogy-Aktivitäten	Übernommene E.ON-Aktivitäten	Sonstige, Konsolidierung	RWE-Konzern
Außenumsatz[1,2]	**1.132**	**925**	**10.208**	**1.124**		**17**	**13.406**
Davon: Strom	303	542	8.478	799		-1	10.121
Davon: Gas		17	1.484	47		-1	1.547
Davon: Sonstige Erlöse	829	366	246	278		19	1.738

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer
2 Davon Außenumsätze auf Basis von kohlebasierter Stromerzeugung und Kohlevertrieb in Höhe von 4.196 Mio. €

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 in Mio. €	2019	2018
Bereinigtes EBITDA	**2.489**	**1.538**
– Betriebliche Abschreibungen	-1.222	-919
Bereinigtes EBIT	**1.267**	**619**
+ Neutrales Ergebnis	-1.081	-161
+ Finanzergebnis	-938	-409
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	**-752**	**49**

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, erschweren die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert. Dabei kann es sich u. a. um Veräußerungsergebnisse aus dem Abgang von Beteiligungen oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen sowie Effekte aus der Marktbewertung bestimmter Derivate handeln.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2019	2018
Veräußerungsergebnis	48	-25
Ergebniseffekte aus Derivaten	81	-146
Sonstige	-1.210	10
Neutrales Ergebnis	**-1.081**	**-161**

Weitere Ausführungen zum neutralen Ergebnis finden sich auf Seite 57 f. im Lagebericht.

(30) 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 184 Mio. € (Vorjahr: 166 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 257 Mio. € (Vorjahr: 176 Mio. €),
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 325 Mio. € (Vorjahr: 321 Mio. €),
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 187 Mio. € (Vorjahr: 107 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 fortgeführter Aktivitäten sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 430 Mio. € (Vorjahr: 922 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 51 Mio. € (Vorjahr: 43 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 61 Mio. € (Vorjahr: 60 Mio. €) enthalten. Zudem sind im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit Käufe in Höhe von 86 Mio. € (Vorjahr: 2 Mio. €) und Verkäufe in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 687 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:

Finanzverbindlichkeitenspiegel in Mio. €	01.01.2019[1]	Aufnahme/ Tilgung	Änderungen des Konsolidierungskreises	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2019
Kurzfristige Finanzverbindlichkeiten	787	986	7.081	-392	137	-6.789	1.810
Langfristige Finanzverbindlichkeiten	2.330	218	2.468	17		-1.109	3.924
Sonstige Posten		474					

1 Inkl. Erstanwendungseffekt aus IFRS 16 in Höhe von 353 Mio. €

Finanzverbindlichkeitenspiegel in Mio. €	01.01.2018	Aufnahme/ Tilgung	Änderungen des Konsolidierungskreises	Davon: als zur Veräußerung bestimmt ausgewiesen	Währungseffekte	Marktwertänderungen	Sonstige Veränderungen	31.12.2018
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						

Der in der Zeile „Sonstige Posten" angegebene Betrag enthält zahlungswirksame Änderungen aus Finanzderivaten und Margenzahlungen, die innerhalb der Kapitalflussrechnung im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit ausgewiesen werden.

Die flüssigen Mittel unterliegen Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 51 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €).

(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	
	2019	2018	2019	2018
Erträge	258	1.855	74	79
Aufwendungen	142	3.193	45	48
Forderungen	88	140	59	64
Verbindlichkeiten	123	191	7	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 2 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 55 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 56 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 108 Mio. € (Vorjahr: 165 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 10 Mio. € (Vorjahr: 166 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 99 Mio. € (Vorjahr: 578 Mio. €).

Darüber hinaus hat der RWE-Konzern keine wesentlichen Geschäfte mit nahestehenden Unternehmen oder Personen getätigt.

Für das Geschäftsjahr 2019 werden neben den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats der RWE AG auch die Vorstände und die Aufsichtsräte der innogy SE bis zum 18. September 2019 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 2019 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 16.457 Tsd. € (Vorjahr: 19.721 Tsd. €). Außerdem betrugen die aktienbasierten Vergütungen im Rahmen des LTIP SPP 8.386 Tsd. € (Vorjahr: 7.479 Tsd. €) und der Dienstzeitaufwand für Pensionen 554 Tsd. € (Vorjahr: 536 Tsd. €). Für Verpflichtungen gegenüber dem Management in Schlüsselpositionen sind insgesamt 25.607 Tsd. € (Vorjahr: 36.052 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 7.571 Tsd. € (Vorjahr: 6.880 Tsd. €). Hierin enthalten ist eine aktienbasierte Vergütung im Rahmen des LTIP SPP mit einem Ausgabezeitwert von 2.350 Tsd. € (123.037 RWE-Performance-Shares). Im Vorjahr wurde eine aktienbasierte Vergütung mit einem Ausgabezeitwert von 2.350 Tsd. € (125.000 RWE-Performance-Shares) gewährt.

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich inkl. der Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften im Geschäftsjahr 2019 auf 3.304 Tsd. € (Vorjahr: 3.480 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 10.623 Tsd. € (Vorjahr: 10.802 Tsd. €), davon 651 Tsd. € (Vorjahr: 940 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 146.568 Tsd. € (Vorjahr: 146.721 Tsd. €). Davon entfielen 6.980 Tsd. € (Vorjahr: 8.516Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 207 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 M&A-Aktivitäten sowie 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	2019		2018	
in Mio. €	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	17,5	12,9	17,7	11,0
Andere Bestätigungsleistungen	2,5	2,3	5,1	4,7
Steuerberatungsleistungen	0,9	0,3	0,7	0,6
Sonstige Leistungen	5,8	5,6	3,8	1,8
	26,7	**21,1**	**27,3**	**18,1**

(33) Nutzung der Befreiungsvorschrift gemäß § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2019 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,
- GBV Zweiunddreißigste 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 Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen,
- RWE Renewables GmbH, Essen,
- RWE Technology International GmbH, Essen,
- RWE Trading Services GmbH, Essen.

(34) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Im Zeitraum vom 1. Januar 2020 bis zur Aufstellung des Konzernabschlusses am 27. Februar 2020 sind folgende wesentliche Ereignisse eingetreten:

Erwerb des Kraftwerks King's Lynn

Am 12. Februar 2020 wurde die Übernahme von 100 % der Anteile an Centrica KL Limited (CKLL), Windsor, Großbritannien, die mit der britischen Energiegesellschaft GB Gas Holdings Limited, eine Tochtergesellschaft von Centrica plc, Windsor, Großbritannien, Ende Dezember 2019 vereinbart wurde, abgeschlossen.

Die Anlage ist ein Gas-und-Dampf-Kombinationskraftwerk (GuD) in King's Lynn in Norfolk, Großbritannien. Das Kraftwerk hat eine Kapazität von 382 Megawatt und wird bis 2035 sichere, stabile Kapazitätsprämien auf der Basis eines 15-jährigen Vertrages mit einer Laufzeit ab Oktober 2020 im britischen Kapazitätsmarkt erhalten.

Der vorläufige Kaufpreis beläuft sich auf 28 Mio. £ (ohne Berücksichtigung abgelöster Gesellschafterdarlehen in Höhe von 73 Mio. £). Der finale Kaufpreis unterliegt noch möglichen Anpassungen in Abhängigkeit der Nettoschulden und des Nettoumlaufvermögens zum Abschlussstichtag. Derzeit wird die Schlussbilanz zu diesem Stichtag finalisiert.

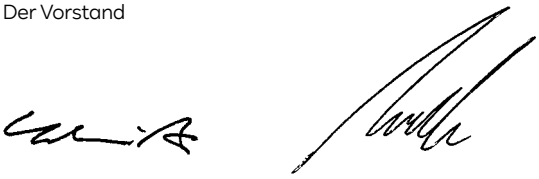
Da die Schlussbilanz von CKLL bei Aufstellung des RWE-Konzernabschlusses noch nicht final vorlag, können weder die Angaben zu den beizulegenden Zeitwerten der übernommenen Vermögenswerte – inkl. erworbener Forderungen - und Schulden, noch die Angaben zu den Faktoren, die ggf. den Geschäfts- oder Firmenwert ausmachen, bzw. die ggf. erforderlichen Angaben bei einem Erwerb zu einem Preis unter dem Marktwert gemacht werden.

(35) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG ist die nach § 161 AktG vorgeschriebene Erklärung zum Deutschen Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf der Internetseite der RWE AG[1] dauerhaft und öffentlich zugänglich gemacht worden.

Essen, 27. Februar 2020

Der Vorstand



Schmitz Krebber

1 www.rwe.com/entsprechenserklaerung-2019

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 31.12.2019

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	25.645	23.154
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-67.329	-3.664
Amrum-Offshore West GmbH, Düsseldorf		100	126	149.501
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	24.290	1.202
Anacacho Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	56.488	0
Anacacho Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	134.952	-5.062
Andromeda Wind s.r.l., Bozen/Italien		51	9.579	2.876
Belectric Australia Pty. Limited, Melbourne/Australien		100	508	1.872
Belectric Canada Solar Inc. , Vancouver/Kanada		100	-978	-964
Belectric Chile Energia Fotovoltaica LTDA, Santiago de Chile/Chile		100	-851	-5.747
Belectric Espana Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	554	-199
Belectric France S.à.r.l., Vendres/Frankreich		100	-5.710	-5.129
BELECTRIC GmbH, Kolitzheim		100	12.467	-4.442
Belectric Inversiones Latinoamericana S.L., Barcelona/Spanien		100	28	-18
Belectric Israel Ltd., Be'er Scheva/Israel		100	12.329	537
Belectric Italia s.r.l., Latina/Italien		100	3.299	409
Belectric Photovoltaic India Private Limited, Mumbai/Indien		100	727	-2.980
BELECTRIC PV Dach GmbH, Sömmerda		100	1.177	201
Belectric Solar & Battery GmbH, Kolitzheim		100	12.461	-3.064
Belectric Solar Ltd., Slough/Großbritannien		100	1.734	394
BELECTRIC Solar Power, S.L., Barcelona/Spanien		100	50	0
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.938	[1]
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.846	352
Boiling Springs Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	-60	-60
Bruenning's Breeze Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	75.011	0
Bruenning's Breeze Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	238.456	-5.287
Carl Scholl GmbH, Köln		100	581	45
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-4.340	-318
Cassadaga Wind LLC, Chicago/USA		100	66.403	-296
Champion WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	114.010	-5.254
Champion Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	114.010	-5.258
Cloghaneleskirt Energy Supply Limited, Kilkenny/Irland		100	76	76
Colbeck's Corner Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	73.239	0
Colbeck's Corner, LLC, Wilmington/USA		100	243.854	-7.489
Cranell Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	29.363	0
Cranell Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	29.298	-64
DOTTO MORCONE S.r.l., Rom/Italien		100	-1.161	-1.617
Dromadda Beg Wind Farm Limited, Kilkenny/Irland		100	1.515	94
Edgware Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	-7	-7

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	29.823	687
Energies France S.A.S. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			33.206	1.878[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		
Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	96.292	-20.770
Energy Resources Ventures B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	18.776	-5.191
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., Szczecin/Polen		100	61.917	29.764
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	16.727	7.464
Forest Creek Investco, Inc., Wilmington/USA		100	109	0
Forest Creek WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	88.869	-3.728
Forest Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	88.869	-3.728
Fri-El Anzi Holding s.r.l., Bozen/Italien		51	7.354	1.743
Fri-El Anzi s.r.l., Bozen/Italien		100	7.629	1.776
Fri-El Guardionara s.r.l., Bozen/Italien		51	10.334	2.344
GBV Vierunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	17.923.746	5.268.288
GBV Zweiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	[1]
Generación Fotovoltaica De Alarcos, S.L.U., Barcelona/Spanien		100	-20	-42
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	62.922	18.351
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	46.072	14.266
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund	100	100	135.281	6.817
Glen Kyllachy Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-4.198	-4.078
Grandview Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	103.297	2.260
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	80.321	3.795
Hardin Class B Holdings LLC, Wilmington/USA		100	104.969	0
Hardin Wind Holdings LLC, Wilmington/USA		100	104.933	-3
Hardin Wind LLC, Chicago/USA		100	42.250	0
Harryburn Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-2.391	-464
Inadale Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	121.398	-3.842
innogy Bergheim Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	[1]
innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	[1]
Innogy Energy Marketing LLC, Wilmington/USA		100	-42.733	-42.885
innogy Evendorf Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	25	[1]
innogy Gas Storage NWE GmbH, Dortmund		100	317.572	[8]

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
innogy Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	540.881	11.337
Innogy GyM 2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-13.399	-552
Innogy GyM 3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-13.401	-554
Innogy GyM 4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-40.229	-1.662
innogy Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	[1]
innogy indeland Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Eschweiler		51	53.581	3.159
innogy Italia s.p.a., Mailand/Italien		100	16.766	1.507
innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	99	[1]
innogy Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	[1]
innogy Limondale Sun Farm Holding Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	40.071	-582
innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	[1]
innogy Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	578	[1]
innogy Offshore Wind Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	621	-396
Innogy Renewables Australia Pty Ltd., Melbourne/Australien		100	-16	-16
innogy Renewables Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-71.621	54.655
innogy Renewables Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	[1]
innogy Renewables Canada Inc., Vancouver/Kanada		100	1.485	-1.060
Innogy Renewables Ireland Limited, Kilkenny/Irland		100	-3.237	-2.281
innogy Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	245.878	38.464
Innogy Renewables UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.842.861	328.572
Innogy Renewables UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.373.332	712.184
Innogy Renewables US LLC, Chicago/USA		100	197.193	-11.792
innogy Seabreeze II GmbH & Co. KG, Essen		100	2.550	-47.591
innogy Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	9.452	10.061
innogy Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	[1]
innogy Spain, S.A.U. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			153.356	20.608[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 Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	[1]
innogy Titz Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Essen		100	25	[1]
innogy Wind Onshore Deutschland GmbH, Hannover		100	77.373	[1]
innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Bedburg		51	81.458	5.845
innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	1.158	171.067
Inversiones Belectric Chile LTDA, Santiago de Chile/Chile		100	-39	-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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
INVESTERG – Investimentos em Energias, SGPS, Lda. – Gruppe – (vorkonsolidiert)			21.174	2.580[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	-165	-165
IRUS Solar Holdings LLC, Dover/USA		100	22.385	-270
IRUS Solar NC Lessee LLC, Wilmington/USA		100	14.165	-33
IRUS Solar NC Pledgor LLC, Wilmington/USA		100	14.198	0
IRUS Solar Operations LLC, Wilmington/USA		100	13.361	-839
IRUS Wind Development LLC, Dover/USA		100	65.602	-1.210
IRUS Wind Holdings LLC, Dover/USA		100	198.798	0
IRUS Wind Operations LLC, Wilmington/USA		100	104.969	0
Jurchen Technology GmbH, Kitzingen		100	2.035	-397
Jurchen Technology India Private Limited, Mumbai/Indien		100	1.158	-62
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		100	96.736	8.343
Kernkraftwerk Lingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	20.034	[1]
Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)		100	432.269	[1]
Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG, Lingen/Ems		100	144.433	35.516
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		100	696.225	[1]
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	11.391	1.378
Limondale Sun Farm Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	-172	-171
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	39.374	9.669
MI-FONDS G50, Frankfurt am Main	100	100	1.940.959	84.296
ML Wind LLP, Swindon/Großbritannien		51	75.549	9.501
Munnsville Investco, LLC, Wilmington/USA		100	14.309	0
Munnsville WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	38.797	-1.378
Munnsville Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	38.797	-1.378
Nordsee Windpark Beteiligungs GmbH, Essen		90	21.408	13.321
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		100	312	[1]
Padcon GmbH, Kitzingen		100	2.574	365
Panther Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	241.364	0
Panther Creek Wind Farm I & II, LLC, Wilmington/USA		100	259.732	-8.837
Panther Creek Wind Farm Three, LLC, Wilmington/USA		100	147.251	510
Peyton Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	16.498	0
Peyton Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	15.865	-635
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	19.635	2.799

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	167.466	-2.390
Primus Projekt GmbH & Co. KG, Hannover		100	-1.388	-734
Pyron Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	203.648	-1.558
Radford's Run Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	159.020	0
Radford's Run Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	432.077	12.818
Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	35.514	0
Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	35.514	0
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	82.619	[1]
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	[1]
Rheinkraftwerk Albbruck-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	31.817	1.757
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	59.176	300
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	152.512	16.393
Roscoe WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	172.832	-10.392
Roscoe Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	172.832	-10.419
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	[1]
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		70	190.537	-11.278
RWE Aktiengesellschaft, Essen			5.736.616	513.498
RWE Canada Ltd., Saint John/Kanada		100	78.616	0
RWE Czech Gas Grid Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100	100	1.526	1.526
RWE Eemshaven Holding II B.V., Geertruidenberg/Niederlande		100	-48.396	9.487
RWE Energy Services, LLC, Wilmington/USA		100	3.108	1.683
RWE Generation NL B.V., Arnhem/Niederlande		100	-20.424	-187.664
RWE Generation NL Corner Participations B.V., Geertruidenberg/ Niederlande		100	48.270	3.029
RWE Generation NL Participations B.V., Arnhem/Niederlande		100	-10.869	2.121
RWE Generation NL Personeel B.V., Arnhem/Niederlande		100	12.464	639
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.673	[1]
RWE Generation UK Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.024.201	-173.543
RWE Generation UK plc, Swindon/Großbritannien		100	1.779.495	-108.464
RWE Investco EPC Mgmt, LLC, Wilmington/USA		100	234.047	24
RWE Investco Mgmt, LLC, Wilmington/USA		100	1.586.717	69
RWE Investco Mgmt II, LLC, Wilmington/USA		100	579.256	-6.778
RWE Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	91.555	0
RWE Markinch Limited, Swindon/Großbritannien		100	49.408	-5.402
RWE Nuclear Beteiligungs-GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Nuclear GmbH, Essen	100	100	100.000	[1]
RWE Personeel B.V., Arnhem/Niederlande		100	-17	23
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	2.037.209	[1]
RWE Renewables Americas, LLC, Wilmington/USA		100	263.978	-156.882

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Renewables Asset Management, LLC, Wilmington/USA		100	-25.066	32.107
RWE Renewables Canada Ltd., Saint John/Kanada		100	8.299	1.877
RWE Renewables Development, LLC, Wilmington/USA		100	57.181	-11.440
RWE Renewables Energy Marketing, LLC, Wilmington/USA		100	-56.319	-31.364
RWE Renewables GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Renewables International GmbH, Essen		100	18.024	918
RWE Renewables International Participations B.V., Geertruidenberg/ Niederlande		100	-111.318	-28.518
RWE Renewables Italia S.r.l., Rom/Italien		100	463.789	19.292
RWE Renewables O&M, LLC, Wilmington/USA		100	6.559	9.375
RWE Renewables QSE, LLC, Wilmington/USA		100	-9.898	478
RWE Renewables Services, LLC, Wilmington/USA		100	-46.542	-48.922
RWE Renewables Sweden AB, Malmö/Schweden		100	43.392	1.899
RWE Renewables UK Blyth Limited, Coventry/Großbritannien		100	-4.557	-708
RWE Renewables UK Developments Limited, Coventry/Großbritannien		100	56.274	17.103
RWE Renewables UK Humber Wind Limited, Coventry/Großbritannien		100	116.605	45.449
RWE Renewables UK Limited, Coventry/Großbritannien		100	64.839	16.403
RWE Renewables UK London Array Limited, Coventry/Großbritannien		100	101.571	24.297
RWE Renewables UK Offshore Wind Limited, Coventry/Großbritannien		100	51.971	6.797
RWE Renewables UK Operations Limited, Coventry/Großbritannien		100	33.842	6.770
RWE Renewables UK Robin Rigg East Limited, Coventry/Großbritannien		100	55.160	14.570
RWE Renewables UK Robin Rigg West Limited, Coventry/Großbritannien		100	60.955	10.495
RWE Renewables UK Wind Limited, Coventry/Großbritannien		100	16.051	15.058
RWE Renewables UK Zone Six Limited, Coventry/Großbritannien		100	0	0
RWE Slovak Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100	100	704.083	-317
RWE Solar Development, LLC, Wilmington/USA		100	-31.891	-9.735
RWE Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	36.139	-7.435
RWEST Middle East Holdings B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	6.465	-79
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	41.607	10.726
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	1.208.523	64.941
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.778	[1]
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100	801	165
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	13.255	-2.876
RWE Supply and Trading (Shanghai) Co. Ltd, Shanghai/China		100	2.624	-267
RWE Technology International GmbH, Essen		100	12.463	[1]
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	192	113
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.948	1.006
RWE Trading Americas Inc., New York City/USA		100	9.558	47

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	[1]
RWE Wind Karehamn AB, Malmö/Schweden		100	33.150	-177
RWE Wind Services Denmark A/S, Rødby/Dänemark		100	5.400	2.758
Sand Bluff WF Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	6.823	-13.390
Sand Bluff Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	6.823	-13.390
Settlers Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	193.435	-8.844
Sofia Offshore Wind Farm Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Sofia Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-394	-383
SOLARENGO Energia, Unipessoal, Lda., Cascais/Portugal		100	-81	-81
Solar Holding India GmbH, Kolitzheim		100	5.925	-50
Solar Holding Poland GmbH, Kolitzheim		100	16	-3
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	13.758	1.706
Stella Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	97.537	0
Stella Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	235.593	-169
Taber Solar 1 Inc., Vancouver/Kanada		100	9.521	-69
Taber Solar 2 Inc., Vancouver/Kanada		100	10.210	-64
Tamworth Holdings, LLC, Charlotte/USA		100	7.743	77
Tanager Holdings, LLC, Charlotte/USA		100	7.129	-1
Tech Park Solar, LLC, Wilmington/USA		100	-11.511	767
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	604	68
Transpower Limited, Dublin/Irland		100	3.528	-1.048
Triton Knoll HoldCo Limited, Swindon/Großbritannien		59	97.484	0
Triton Knoll Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	-25.460	1.852
Valencia Solar, LLC, Tucson/USA		100	-19.810	565
Východoslovenská distribucná, a.s., Košice/Slowakei		100	290.463	30.641
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei		100	67.856	8.641
Východoslovenská energetika Holding a.s., Košice/Slowakei		49	608.317	77.877[4]
West of the Pecos Solar, LLC, Wilmington/USA		100	91.352	-3.049
West Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	33.054	0
West Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	33.054	0
Wind Farm Deliceto s.r.l., Bozen/Italien		100	24.403	1.909
Windpark Eekerpolder B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-2	-2
Windpark Kattenberg B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	520	153
Windpark Nordsee Ost GmbH, Helgoland		100	256	[1]
Windpark Oostpolderdijk B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	9.336	-593
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	2.016	649

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 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	191	24
Alcamo II S.r.l., Mailand/Italien		100	6	-13
Alvarado Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	-84	-138
Ashwood Solar I, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Aurum Solaris 4 GmbH & Co. KG, Kassel		100	1	-12
Avolta Storage Limited, Kilkenny/Irland		100	-292	-288
Awel y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Baltic Trade and Invest Sp. z o.o., Slupsk/Polen		100	10.913	-4.926
Baron Winds LLC, Chicago/USA		100	0	0
Belectric International GmbH, Kolitzheim		100	99	10
BELECTRIC JV GmbH, Kolitzheim		100	14	-5
Belectric Mexico Fotovoltaica S.de R.L. de C.V., Bosques de las Lomas/ Mexiko		100	-5	356
Belectric Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-146	-44
Belectric PV 5 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-11	-10
Belectric PV 10 (SARL), Vendres/Frankreich		100	-8	-2
Belectric SP Solarprojekte 14 GmbH & Co. KG, Sömmerda		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 14 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 15 GmbH & Co. KG, Sömmerda		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 15 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 16 GmbH & Co. KG, Sömmerda		100		[3]
Belectric SP Solarprojekte 16 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
Belectric US LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Biomasseheizkraftwerk Schameder GmbH, Essen		100	23	-1
Blackbeard Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Blackbriar Battery, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Blackjack Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Blueberry Hills LLC, Chicago/USA		100	0	0
BO Baltic Offshore GmbH, Hamburg		98	13	-7
Boiling Springs Holdco, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Bowler Flats Energy Hub LLC, Chicago/USA		100	0	0
Brahman Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Broken Spoke Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Buckeye Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Bursjöliden Vind AB, Malmö/Schweden		100	561	-2
Camellia Solar LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Camellia Solar Member LLC, Wilmington/USA		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 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. €
Cardinal Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Casey Fork Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cassadaga Class B Holdings LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Cassadaga Wind Holdings LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Catalina-Cypress Holding Limited, Swindon/Großbritannien		100	94	0
Cattleman Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Cattleman Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Champaign Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Ciriè Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	–5	–22
Clavellinas Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	–26	–39
Climagy Photovoltaikprojekt Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	–1
Climagy PV-Sonnenanlage GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–26	–2
Climagy PV-Sonnenanlage Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Climagy Sonneneinstrahlung GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–20	–2
Climagy Sonneneinstrahlung Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Climagy Sonnenkraft Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	–1
Climagy Sonnenstrom GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–29	–2
Climagy Sonnenstrom Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Climagy Stromertrag GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–18	–2
Climagy Stromertrag Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Clinton Wind, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Clocaenog Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Coralese Investments Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	90	–12
Cordova Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Curns Energy Limited, Kilkenny/Irland		70	–501	–266
Decadia GmbH, Essen	50	50	893	–45
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Essen		100	16.874	–2.885
Eko-En 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	98	–78
Eko-En 2 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.236	–58
Eko-En 3 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	134	–69
Eko-En 4 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	535	–76
El Algarrobo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Algodon Alto Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
El Chañar (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Navajo Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	–10	–23
El Pimiento (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	0
El Solar (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	–5
El Tamarugo (SpA), Santiago de Chile/Chile		100	1	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 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. €
Enchant Solar 3 Inc., Vancouver/Kanada		100	0	0
Enchant Solar 4 Inc., Vancouver/Kanada		100	0	0
Energio Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	29	-1
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		52	1.550	-29
EverPower Maine LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Ohio LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Solar LLC, Chicago/USA		100	0	0
EverPower Wind Development, LLC, Chicago/USA		100	0	0
Farma Wiatrowa Lubsko Sp. z o.o. , Zielona Góra/Polen		100		[3]
Fifth Standard Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
"Finelectra" Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG in Liquidation, Hausen/Schweiz		100	7.562	122
Five Estuaries Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Flatlands Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Florida Solar and Power Group LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Frazier Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Gazules I Fotovoltaica, S.L., Barcelona/Spanien		100	-58	-137
Gazules II Solar, S.L., Barcelona/Spanien		100	-58	-137
GBV Achtunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Dreiunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	25	[1]
GBV Einunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	30	[1]
GBV Sechsunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Siebenunddreißigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	25	[1]
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	[1]
Generación Fotovoltaica Castellano Manchega, S.L., Murcia/Spanien		100		[3]
Goole Fields II Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Grandview Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Grandview Wind Farm IV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Grandview Wind Farm V, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	36	1
Haube Wind Sp. z o.o., Slupsk/Polen		100	663	-255
Highland III LLC, Chicago/USA		100	0	0
Horse Thief Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
INDI Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	47	40
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Barcelona/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mit beschränkter Haftung, Hannover		100	18	-24
innogy Energy Marketing Australia PTY LTD, Melbourne/Australien		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 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 Services LLC, Wilmington/USA		100	0	0
innogy Hillston Sun Farm Holding Pty. Ltd., Melbourne/Australien		100	-169	-168
innogy indeland Windpark Eschweiler Verwaltungs GmbH, Eschweiler		100	47	6
Innogy Management Services LLC, Wilmington/USA		100		[3]
innogy Middle East & North Africa Ltd., Dubai/Ver. Arab. Emirate		100	-7.654	-5.550
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 Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Essen		100	65	6
innogy Solar Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
innogy Solar Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	22	-6
innogy Solutions s.r.o., Bratislava/Slowakei		100		[3]
Innogy Stallingborough Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Bedburg		51	45	2
innogy Windpark Garzweiler GmbH & Co. KG, Essen		51	559	-23
Innogy Windpark Jüchen A44n Verwaltungs GmbH, Essen		100	31	-3
innogy Windpark Papenhagen GmbH & Co. KG, Hannover		100		[3]
innogy Windpark Papenhagen Verwaltungs GmbH, Hannover		100		[3]
Iron Horse Battery Storage, LLC, Wilmington/USA		100	10.849	679
IRUS Offshore Wind Holdings LLC, Dover/USA		100	0	0
iWATT s.r.o., Košice/Slowakei		100		[3]
Jerez Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	2	-35
Kasson Manteca Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	2.200	656
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	0	0
Lake Fork Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Lampasas Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Las Vaguadas I Fotovoltaica S.L., Barcelona/Spanien		100	-17	-54
Las Vaguadas II Solar S.L., Barcelona/Spanien		100	-42	-79
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Mahanoy Mountain, LLC, Chicago/USA		100	0	0
Major Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		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 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. €
March Road Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa East Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa East Solar PV 2 , LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa Land Holding, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maricopa West Solar PV 2, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Maryland Sunlight 1 LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Mason Dixon Wind LLC, Chicago/USA		100	0	0
Mud Springs Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
Nadácia VSE Holding , Košice/Slowakei		100		[3]
Northern Orchard Solar PV, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Northern Orchard Solar PV 2, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Northern Orchard Solar PV 3, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Offshore-Windpark Delta Nordsee GmbH, Hamburg		100	246	0
Ohio Sunlight 1 LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Oranje Wind Power B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Oranje Wind Power C.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	0	0
Owen Prairie Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Painter Energy Storage, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Panther Creek Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Paradise Cut Battery, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Parc Ynni Cymunedol Alwen Cyfyngedig, Swindon/Großbritannien		100		[3]
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-2.662	-227
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	-143	124
Pawnee Spirit Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Pe Ell North LLC, Chicago/USA		100	0	0
Peg Project #1 Pty Ltd, Melbourne/Australien		100		[3]
Peg Project #2 Pty Ltd, Melbourne/Australien		100		[3]
Photovoltaikkraftwerk Götz Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	28	-1
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur GmbH & Co. KG, Templin		100	-16	-2
Photovoltaikkraftwerk Groß Dölln Infrastruktur Verwaltungs-GmbH, Templin		100	29	0
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-26	1
Photovoltaikkraftwerk Reinsdorf Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	30	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-29	-2
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-27	-2
Photovoltaikkraftwerk Tramm Netzanschluss Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	28	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm PV-Finanzierung GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	-19	-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 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 Tramm PV-Finanzierung Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	27	0
Photovoltaikkraftwerk Tramm Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	30	0
PI E&P Holding Limited, George Town/Cayman Islands		100	45.505	-11
PI E&P US Holding LLC, New York City/USA		100	45.377	-78
Pinckard Solar LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Pinckard Solar Member LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Pipkin Ranch Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Proyecto Rio Putaendo S.p.A., Santiago de Chile/Chile		100		[3]
Proyecto Tabalongo Solar S.p.A., Santiago de Chile/Chile		100	1	0
Proyectos Solares Iberia I, S.L., Barcelona/Spanien		100	6	-14
Proyectos Solares Iberia II, S.L., Barcelona/Spanien		100	0	-20
Proyectos Solares Iberia III, S.L., Barcelona/Spanien		100	19	-1
Proyectos Solares Iberia IV, S.L., Barcelona/Spanien		100	19	-1
Proyectos Solares Iberia V, S.L., Barcelona/Spanien		100	19	-1
Pryor Caves Wind Project LLC, Chicago/USA		100	0	0
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100	277	4
Quintana Fotovoltaica SLU, Barcelona/Spanien		100	-5	-5
Rampion Extension Development Limited, Swindon/Großbritannien		100		[3]
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
Rose Rock Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Rowantree Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	0	0
RWE & Turcas Dogalgaz Ithalat ve Ihracat A.S., Istanbul/Türkei		100	855	161
RWE Australia Pty. Ltd., Brisbane/Australien		100	50	-14
RWE Belgium BVBA, Brüssel/Belgien		100	1.451	-8[2]
RWE Carbon Sourcing North America, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
RWE Energy APAC Co. Ltd., Chengdu/China		100	1.977	-105
RWE Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	4.294	-244
RWE Generation Hydro GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE Ingen!us Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.670	82
RWE NSW PTY LTD, Sydney/Australien		100	219	-45.462
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.694	-145
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	[1]
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	3.032	-77
RWE Principal Investments USA, LLC, New York City/USA		100	169	-971
RWE Renewables Australia Holdings Pty Ltd., Brisbane/Australien		100	176	-27
RWE Renewables Chile SpA, Santiago/Chile		100	1.133	-570
RWE Renewables France SAS, Levallois-Perret/Frankreich		100	-1.532	-4.337

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 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 Renewables Japan G.K., Tokyo/Japan		100	3.643	– 384
RWE Renewables Mexico, S. de R.L. de C.V., Ciudad de México/Mexiko		100	1.166	– 179
RWE Renewables Services GmbH, Essen		100	25	0
RWE Renewables Services Mexico, S. de R.L. de C.V., Ciudad de México/ Mexiko		100		[3]
RWE Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei	100	100		[3]
RWEST PI Bras Limited, London/Großbritannien		100	1.360	– 23
RWEST PI FRE Holding LLC, New York City/USA		100	– 1	– 31
RWEST PI Limetree GmbH, Essen		100	25	0
RWE Supply & Trading CZ GmbH, Essen		100	100.990	6
RWE SUPPLY TRADING TURKEY ENERJI ANONIM SIRKETI, Istanbul/Türkei		100	1.054	176
RWE Technology International Energy Environment Engineering GmbH, Essen		100	25	[1]
RWE TECNOLOGIA LTDA, Rio de Janeiro/Brasilien		100		[3]
RWE Trading Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.349	32
RWE Wind Denmark AB, Malmö/Schweden		100	684	0
RWE Wind Norway AB, Malmö/Schweden		100	6.634	788
RWE Windparks Deutschland GmbH, Essen		100	24	– 1
RWE Wind Projects AB, Malmö/Schweden		100	4	0
RWE Wind Service Italia S.r.l. , Mailand/Italien		100	– 399	– 444
RWE Wind Services GmbH, Neubukow		100	2.165	0
RWE Wind Services Norway AS, Oslo/Norwegen		100	1.515	– 8
RWE Wind Songkjølen AS, Oslo/Norwegen		100	3.533	– 18
Santa Severa Centrale PV s.a.s. (s.r.l.), Rom/Italien		100	– 151	0
SB Retrofit, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Scioto Solar LLC, Wilmington/USA		100		[3]
Snow Shoe Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Songkjølen Wind Farm DA, Oslo/Norwegen		100	4.943	– 25
Sparta North, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Sparta South, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
SP Solarprojekte 1 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 2 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	– 3	– 3
SP Solarprojekte 2 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	26	0
SP Solarprojekte 3 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	– 4	– 2
SP Solarprojekte 3 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	26	0
SP Solarprojekte 4 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	– 4	– 2
SP Solarprojekte 4 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	26	0
SP Solarprojekte 7 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	– 2	– 3
SP Solarprojekte 7 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	25	0
SP Solarprojekte 8 GmbH & Co. KG, Sömmerda		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 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. €
SP Solarprojekte 8 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
SP Solarprojekte 9 GmbH & Co. KG, Sömmerda		100		[3]
SP Solarprojekte 9 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
SP Solarprojekte 10 GmbH & Co. KG, Sömmerda		100		[3]
SP Solarprojekte 10 Verwaltungs-GmbH, Sömmerda		100		[3]
SP Solarprojekte 11 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–28	–2
SP Solarprojekte 11 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
SP Solarprojekte 12 GmbH & Co. KG , Kolitzheim		100	–29	–2
SP Solarprojekte 12 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
SP Solarprojekte 13 GmbH & Co. KG, Kolitzheim		100	–29	–2
SP Solarprojekte 13 Verwaltungs-GmbH, Kolitzheim		100	29	0
Stillwater Energy Storage, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Stockton Solar I, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Stockton Solar II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Storage Facility 1 Ltd., Slough/Großbritannien		100	–20	–20
Sun Data GmbH (i.L.), Kolitzheim		100	74	70
Sunpow 1 Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	0	0
Sunrise Energy Generation Pvt. Ltd., Mumbai/Indien		100	70	3
Sunrise Wind Holdings, LLC, Chicago/USA		100	0	0
SVFR 12 (SAS), Vendres/Frankreich		100	–112	–2
Terrapin Hills LLC, Chicago/USA		100	0	0
Three Rocks Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Tierra Blanca Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Tipton Wind, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Valverde Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
VDE Komplementär GmbH, Kassel		100	8	–9
VDE Projects GmbH, Kassel		100	37	–22
Venado Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein am Main		80	604	31
Vici Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Vici Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Vici Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Vortex Energy Deutschland GmbH, Kassel		100	4.661	986
Vortex Energy Windpark GmbH & Co. KG, Kassel		100	1	–29
VSE Call centrum, s.r.o., Košice/Slowakei		100	56	29
VSE Ekoenergia, s.r.o., Košice/Slowakei		100	65	–119
West of the Pecos Holdco, LLC, Wilmington/USA		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 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. €
Wildcat Wind Farm II, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Wildcat Wind Farm III, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Willowbrook Solar I, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Windpark Hölzerberg GmbH & Co. KG, Kassel		100	1	-12
Windpark Winterlingen-Alb GmbH & Co. KG, Kassel		100	1	-12
Wiregrass, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
WIT Ranch Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
WR Graceland Solar, LLC, Wilmington/USA		100	0	0
Zielone Glówczyce Sp. z o.o., Glówczyce/Polen		100	472	-519

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

III. Gemeinschaftliche Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	1.122.469	101.728
N.V. Elektriciteits-Produktiemaatschappij Zuid-Nederland EPZ, Borssele/ Niederlande		30	81.302	5.609

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

IV. Assoziierte Unternehmen von gemeinschaftlichen Tätigkeiten	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
B.V. NEA, Arnhem/Niederlande		28	71.714	216

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

V. Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51[5]	36.819	5.740
AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, Hamburg		50	1.074.954	26.952
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	247.933	22.227
Elevate Wind Holdco, LLC, Wilmington/USA		50	245.884	16.100
Galloper Wind Farm Holding Company Limited, Swindon/Großbritannien		25	-101.690	33.135
Grandview Wind Farm, LLC, Wilmington/USA		50	302.098	-12.364
Gwynt y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	-2.103	-992
Innogy Venture Capital GmbH, Dortmund		75[5]	714	119
Rampion Renewables Limited, Coventry/Großbritannien		60[5]		[3]
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	11.617	5.686[2]
TCP Petcoke Corporation, Dover/USA		50	35.437	25.425[2]
URANIT GmbH, Jülich		50	72.127	98.094

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	1.823.000	203.400
ATBERG – Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	4.862	532
Belectric Gulf Limited, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		49	4.758	4.173
Bray Offshore Wind Limited, Kilkenny/Irland		50	-83	-12
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg		26	84.844	-46.276
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	36.339	15.690[2]
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	127.435	6.647
HIDROERG – Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	12.588	1.964
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG (i.L.), Dortmund		78[5]	16.637	-1.833
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	912.286	96.638[2]
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13[6]	893.675	93.316
Kish Offshore Wind Limited, Kilkenny/Irland		50	-103	-12
Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA		20	278.448	1.552
Mingas-Power GmbH, Essen		40	5.114	4.445
Nysäter Wind AB, Malmö/Schweden		20	20.419	-5.869
PEARL PETROLEUM COMPANY LIMITED, Road Town/Britische Jungferninseln		10[7]	1.951.247	242.061
Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, Malmö/Schweden		20	143.174	14.320

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VI. Assoziierte Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg Baden		50	64.957	2.809
Vliegasunie B.V., De Bilt/Niederlande		60[5]	10.679	3.070

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Hürth		33	415	185
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen		50	5.113	0
Ascent Energy LLC, Wilmington/USA		50	83.664	-3.349
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	3.052	1.422
CARBON Egypt Ltd. (Under Liquidation), Kairo/Ägypten		49	-2.274	-245
DBO Energia S.A., Rio de Janeiro /Brasilien		90	604	-988
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen AG & Co. oHG, Essen		31	2.159	1.647
DOTI Management GmbH, Oldenburg		26	119	0
EMDO S.A.S., Paris/Frankreich		30	-10.890	-5.906
Energotel, a.s., Bratislava/Slowakei		20	6.922	1.410
Eoliennes en mer de Dunkerque (EMD) S.A.S., Paris/Frankreich		30		[3]
Fassi Coal Pty. Ltd., Rutherford/Australien		47	-9.954	-2.975
First River Energy LLC, Denver/USA		40	-1.410	-7.597
Focal Energy Photovoltaic Holdings Limited, Nicosia/Zypern		50	1.476	-4
Gemeinschaftswerk Hattingen Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Essen		52	2.045	-685
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		33	62	3
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		33	615	26
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. Kommanditgesellschaft, Bergheim		50	32	-1
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	39	0
LDO Coal Pty. Ltd., Rutherford/Australien		47	-101	77
Limetree Bay Preferred Holdings LLC, Boston/USA		28		[3]
London Array Limited, Tunbridge Wells/Großbritannien		30	0	0
Moravske Hidroelektrane d.o.o., Belgrad/Serbien		51	3.538	-18
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	627	-41
PV Projects GmbH & Co. KG (i.L.), Kolitzheim		50	236	-33

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VII. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
PV Projects Komplementär GmbH (i.L.), Kolitzheim		50	26	1
RWE Dhabi Union Energy LLC, Abu Dhabi/Ver. Arab. Emirate		24	36	0
Scarweather Sands Limited, Coventry/Großbritannien		50	0	0
SPX, s.r.o., Zilina/Slowakei		33	163	9
TetraSpar Demonstrator ApS, Kopenhagen/Dänemark		33	-1.037	-1.985
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	1.607	681
TPG Wind Limited, Coventry/Großbritannien		50	516	904
TRANSELEKTRO, s.r.o., Košice/Slowakei		26	-36	-69
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Oldenburg		25	0	-137
WALDEN GREEN ENERGY LLC, New York City/USA		74	13.697	18.618
Walden Renewables Development LLC, New York City/USA		76		[3]
Windesco Inc, Boston/USA		22	-1.029	-1.120
Windpark Fresenhede GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	-38
Windpark Herßum-Vinnen Projekt GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	-7
Windpark Rotenburg GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	-119
Windpark Schapen GmbH & Co. KG, Kassel		50	1	-9
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	2.276	118
Yorkshire Windpower Limited, Coventry/Großbritannien		50	26.121	4.176

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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	36	36	159.315	67.583
Chrysalix Energy II U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	9.155	-51
Chrysalix Energy III U.S. Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	115.776	-6.846
Dry Bulk Partners 2013 LP, Grand Cayman/Cayman Islands		23	6.578	85
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
E.ON SE, Essen		15	9.431.700	1.053.000
Focal Energy Solar Three Ltd., Nicosia/Zypern		8	5.430	-4
Glenrothes Paper Limited, Glenrothes/Großbritannien		0	715	0
Globus Steel & Power Pvt. Limited, New Delhi/Indien		18	-1.337	-937
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	111.181	0
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK Gesellschaft mit beschränkter Haftung (HKG) Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

VIII. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	Direkt	Insgesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Nordsee One GmbH, Oststeinbek		15	121.250	49.274
Nordsee Three GmbH, Oststeinbek		15	226	-7
Nordsee Two GmbH, Oststeinbek		15	73	-7
OPPENHEIM PRIVATE EQUITY Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	29	29	385	-20
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	50	0
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	522	4
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	126	0
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	18.858	2.425
People2People, s.r.o., Bratislava /Slowakei		9	177	-43
Promocion y Gestion Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	63	1
REV LNG LLC, Ulysses/USA		5	3.163	325
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		13	49.078	10.271
Stem Inc., Milbrae/USA		6	2.211	-45.187
Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	15.030	-1.949
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	1.791	198
Transport- und Frischbeton-Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Co. Kommanditgesellschaft Aachen, Aachen		17	390	164
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	1.058	-144
UMBO GmbH, Hamburg		10	1.487	1.387
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	19	-39
Versorgungskasse Energie (VVaG) i.L., Hannover		0	51.729	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 Ergebnisabführungsvertrag mit Konzernfremden

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Amrum-Offshore West GmbH, Düsseldorf	100		100
Anacacho Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Anacacho Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Belectric Canada Solar Inc. , Vancouver/Kanada	100		100
Boiling Springs Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Bruenning's Breeze Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Bruenning's Breeze Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Champion WF Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Champion Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Colbeck's Corner Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Colbeck's Corner, LLC, Wilmington/USA	100		100
Cranell Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Cranell Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
DOTTO MORCONE S.r.l., Rom/Italien	100		100
E.ON Energie Odnawialne Sp. z o.o., Szczecin/Polen	100		100
Energiewerken B.V., Almere/Niederlande	100		100
Farma Wiatrowa Barzowice Sp. z o.o., Warschau/Polen	100		100
Forest Creek Investco, Inc., Wilmington/USA	100		100
Forest Creek WF Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Forest Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Get Energy Solutions Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn	91		91
Glen Kyllachy Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100		100
Grandview Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Hardin Class B Holdings LLC, Wilmington/USA	100		100
Hardin Wind Holdings LLC, Wilmington/USA	100		100
Inadale Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
IRUS Solar NC Lessee LLC, Wilmington/USA	100		100
IRUS Solar NC Pledgor LLC, Wilmington/USA	100		100
IRUS Solar Operations LLC, Wilmington/USA	100		100
IRUS Wind Operations LLC, Wilmington/USA	100		100
Klima és Hutéstechnológia Tervezo, Szerelo és Kereskedelmi Kft., Budapest/Ungarn	100		100
Munnsville Investco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Munnsville WF Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Munnsville Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Panther Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Panther Creek Wind Farm I&II, LLC, Wilmington/USA	100		100
Panther Creek Wind Farm Three, LLC, Wilmington/USA	100		100
Peyton Creek Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Peyton Creek Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Pioneer Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Pyron Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Radford's Run Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Radford's Run Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Roscoe WF Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Roscoe Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Canada Ltd., Saint John/Kanada	100		100
RWE Czech Gas Grid Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
RWE Energy Services, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Investco EPC Mgmt, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Investco Mgmt, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Investco Mgmt II, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Americas, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Asset Management, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Canada Ltd., Saint John/Kanada	100		100
RWE Renewables Development, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Energy Marketing, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables International GmbH, Essen	100		100
RWE Renewables International Participations B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
RWE Renewables Italia S.r.l., Rom/Italien	100		100
RWE Renewables O&M, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables QSE, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Services, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Renewables Sweden AB, Malmö/Schweden	100		100
RWE Renewables UK Blyth Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Developments Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Humber Wind Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK London Array Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Offshore Wind Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Operations Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Robin Rigg East Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Robin Rigg West Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Wind Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Renewables UK Zone Six Limited, Coventry/Großbritannien	100		100
RWE Slovak Holding B.V., Geertruidenberg/Niederlande	100		100
RWE Solar Development, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Solar PV, LLC, Wilmington/USA	100		100
RWE Wind Karehamn AB, Malmö/Schweden	100		100

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Zugänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
RWE Wind Services Denmark A/S, Rødby/Dänemark	100		100
Sand Bluff WF Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Sand Bluff Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Settlers Trail Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Stella Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
Stella Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Tamworth Holdings, LLC, Charlotte/USA	100		100
Tanager Holdings, LLC, Charlotte/USA	100		100
Tech Park Solar, LLC, Wilmington/USA	100		100
Valencia Solar, LLC, Tucson/USA	100		100
West of the Pecos Solar, LLC, Wilmington/USA	100		100
West Raymond Holdco, LLC, Wilmington/USA	100		100
West Raymond Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	100		100
Zugänge von Gemeinschaftsunternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
AWE-Arkona-Windpark Entwicklungs-GmbH, Hamburg	50		50
Elevate Wind Holdco, LLC, Wilmington/USA	50		50
Grandview Wind Farm, LLC, Wilmington/USA	50		50
Rampion Renewables Limited, Coventry/Großbritannien	60[3]		60
Zugänge assoziierter Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind			
DOTI Deutsche Offshore-Testfeld- und Infrastruktur-GmbH & Co. KG, Oldenburg	26		26
Magicat Holdco, LLC, Wilmington/USA	20		20
Nysäter Wind AB, Malmö/Schweden	20		20
Rødsand 2 Offshore Wind Farm AB, Malmö/Schweden	20		20
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
2. CR Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. KG Cottbus, Düsseldorf		[1]	
2. CR-Immobilien-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt MEAG Halle KG, Düsseldorf		[1]	
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		90	– 90
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	– 76
Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gundremmingen		100	– 100
Bayerische Elektrizitätswerke Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Augsburg		100	– 100
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		62	– 62
Bristol Channel Zone Limited, Bristol/Großbritannien		100	– 100
Broadband TelCom Power, Inc., Santa Ana/USA		100	– 100
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	– 100
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	– 55

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	– 100
Certified B.V., Amsterdam/Niederlande		100	– 100
Channel Energy Limited, Bristol/Großbritannien		100	– 100
EGD-Energiewacht Facilities B.V., Assen/Niederlande		100	– 100
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	– 100
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	– 100
ELMU DSO Holding Korlátolt Felelosségu Társaság, Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Energiakereskedo Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Energiaszolgáltató Zrt., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Energiatároló Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Telco Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU-ÉMÁSZ Ügyfélszolgálati Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
ÉMÁSZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	– 100
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	– 50
Energiedirect B.V., Waalre/Niederlande		100	– 100
Energienetze Berlin GmbH, Berlin		100	– 100
Energiewacht Facilities B.V., Zwolle/Niederlande		100	– 100
Energiewacht Groep B.V., Meppel/Niederlande		100	– 100
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		100	– 100
Energiewacht West Nederland B.V., Assen/Niederlande		100	– 100
Energiewerken B.V., Almere/Niederlande			[5]
energis GmbH, Saarbrücken		72	– 72
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		100	– 100
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	– 100
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	– 100
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz		59	– 59
envia SERVICE GmbH, Cottbus		100	– 100
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	– 100
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	– 100
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	– 100
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	– 100
Essent EnergieBewust Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	– 100
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	– 100
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	– 100
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Essent Rights B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Eszak-magyarorszagi Aramszolgáltató Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	– 54
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	– 51
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	– 100
EWIS BV, Ede/Niederlande		100	– 100
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	– 54
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		100	– 100
GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	– 100
GasWacht Friesland Facilities B.V., Leeuwarden/Niederlande		100	– 100
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		100	– 100
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A beschränkt haftende OHG, Bergkamen		51	– 51
Get Energy Solutions Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn			[5]
GridServices, s.r.o., Brno/Tschechien		100	– 100
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	– 60
Hof Promotion B.V., Eindhoven/Niederlande		100	– 100
Improvers B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
Improvers Community B.V., Amsterdam/Niederlande		100	– 100
innogy Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	– 100
innogy Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
innogy Beteiligungsholding GmbH, Essen		100	– 100
innogy Business Services Benelux B.V., Arnhem/Niederlande		100	– 100
innogy Business Services Polska Sp. z o.o., Krakau/Polen		100	– 100
Innogy Business Services UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
innogy Ceská republika a.s., Prag/Tschechien		100	– 100
innogy eMobility Solutions GmbH, Dortmund		100	– 100
innogy e-mobility US LLC, Delaware/USA		100	– 100
innogy Energie, s.r.o., Prag/Tschechien		100	– 100
innogy Energo, s.r.o., Prag/Tschechien		100	– 100
innogy Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100
innogy Gastronomie GmbH, Essen		100	– 100
innogy Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		50	– 50
innogy Hungária Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
innogy Innovation Berlin GmbH, Berlin		100	– 100
INNOGY INNOVATION CENTER LTD, Tel Aviv/Israel		100	– 100
innogy Innovation GmbH, Essen		100	– 100
innogy Innovation UK Ltd., London/Großbritannien		100	– 100
innogy International Participations N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	– 100

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
innogy IT Magyarország Kft. „v.a.", Budapest/Ungarn		100	– 100
innogy Metering GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	– 100
innogy Netze Deutschland GmbH, Essen		100	– 100
innogy New Ventures LLC, Palo Alto/USA		100	– 100
innogy Polska IT Support Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	– 100
innogy Polska S.A., Warschau/Polen		100	– 100
innogy Polska Solutions Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	– 100
innogy Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	– 100
innogy SE, Essen		77	– 77
Innogy Solutions Ireland Limited, Dublin/Irland		100	– 100
innogy solutions Kft., Budapest/Ungarn		100	– 100
innogy Solutions s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	– 100
innogy South East Europe s.r.o., Bratislava/Slowakei		100	– 100
innogy Stoen Operator Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	– 100
innogy TelNet GmbH, Essen		100	– 100
innogy Ventures GmbH, Essen		100	– 100
innogy Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	– 100
innogy Zweite Vermögensverwaltungs GmbH, Essen		100	– 100
Installatietechniek Totaal B.V., Leeuwarden/Niederlande		100	– 100
IsoFitters BVBA, Herentals/Belgien		100	– 100
Isoprofs België BVBA, Hasselt/Belgien		100	– 100
Isoprofs B.V., Meijel/Niederlande		100	– 100
iSWITCH GmbH, Essen		100	– 100
It's a beautiful world B.V., Amersfoort/Niederlande		100	– 100
Klima és Hutéstechnológia Tervezo, Szerelo és Kereskedelmi Kft., Budapest/Ungarn			[5]
Konnektor B.V., Amsterdam/Niederlande		100	– 100
Koprivnica Opskrba d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	– 75
Koprivnica Plin d.o.o., Koprivnica/Kroatien		75	– 75
Lechwerke AG, Augsburg		90	– 90
Leitungspartner GmbH, Düren		100	– 100
LEW Anlagenverwaltung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Gundremmingen		100	– 100
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	– 100
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	– 100
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	– 100
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	– 100
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	– 100
Licht Groen B.V., Amsterdam/Niederlande		100	– 100
Livisi GmbH, Essen		100	– 100

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
MI-FONDS 178, Frankfurt am Main		100	– 100
MI-FONDS F55, Frankfurt am Main		100	– 100
MI-FONDS G55, Frankfurt am Main		100	– 100
MI-FONDS J55, Frankfurt am Main		100	– 100
MI-FONDS K55, Frankfurt am Main		100	– 100
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	– 75
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Halle (Saale)		100	– 100
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle (Saale)		100	– 100
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40[1]	– 40
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
NEW AG, Mönchengladbach		40[2]	– 40
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	– 100
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	– 100
NEW NiederrheinWasser GmbH, Viersen		100	– 100
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		98	– 98
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	– 100
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Group Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	– 100
Plus Shipping Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	– 100
PS Energy UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
Recargo Inc., El Segundo/USA		100	– 100
Regionetz GmbH, Aachen		49[2]	– 49
Rhein-Sieg Netz GmbH, Siegburg		100	– 100
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	– 67

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge verbundener Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
RL Besitzgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	– 100
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen		100	– 100
RUMM Limited, Ystrad Mynach/Großbritannien		100	– 100
RWE Cogen UK (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
RWE Cogen UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	– 100
RWE Energija d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	– 100
RWE Generation Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	– 100
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	– 100
RWE Ljubljana d.o.o., Ljubljana/Slowenien		100	– 100
RWE Plin d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	– 100
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	– 100
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	– 80
SARIO Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Würzburg KG, Düsseldorf		[1]	
Stadtwerke Düren GmbH, Düren		50[2]	– 50
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	– 100
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	– 78
Süwag Grüne Energien und Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	– 100
Süwag Vertrieb AG & Co. KG, Frankfurt am Main		100	– 100
Syna GmbH, Frankfurt am Main		100	– 100
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	– 75
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	– 100
VKB-GmbH, Neunkirchen		50	– 50
Volta Energycare N.V., Houthalen-Helchteren/Belgien		100	– 100
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		100	– 100
Volta Service B.V., Schinnen/Niederlande		100	– 100
Volta Solar B.V., Heerlen/Niederlande		95	– 95
Volta Solar VOF, Heerlen/Niederlande		60	– 60
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		51	– 51
VSE NET GmbH, Saarbrücken		100	– 100
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	– 100
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein/Sa.		98	– 98
Wendelsteinbahn Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Brannenburg		100	– 100
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	– 100
Westerwald-Netz GmbH, Betzdorf-Alsdorf		100	– 100
Westnetz GmbH, Dortmund		100	– 100
WTTP B.V., Arnhem/Niederlande		100	– 100
ZonnigBeheer B.V., Lelystad/Niederlande		100	– 100

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge von Gemeinschaftsunternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	–50
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61[3]	–61
Budapesti Disz- es Közvilagitasi Korlatolt Felelössegü Tarsasag, Budapest/Ungarn		50	–50
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		33	–33
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	–50
Konsortium Energieversorgung Opel beschränkt haftende oHG, Karlstein		67[3]	–67
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mit beschränkter Haftung, Neuss		50	–50
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		70[3]	–70
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	–50
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	–50
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	–40
Stromnetz Friedberg GmbH & Co. KG, Friedberg		49	–49
Stromnetz Gersthofen GmbH & Co. KG, Gersthofen		49	–49
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, Günzburg		49	–49
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		30	–30
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		49	–49
Abgänge assoziierter Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Dortmund		40	–40
EnergieServicePlus GmbH, Düsseldorf		49	–49
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	–45
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	–25
Energieversorgung Oberhausen Aktiengesellschaft, Oberhausen		10[4]	–10
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	–20
e-regio GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	–43
EWR Aktiengesellschaft, Worms		1[4]	–1
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		25	–25
EWR GmbH, Remscheid		20	–20
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	–30
Gas- und Wasserwerke Bous – Schwalbach GmbH, Bous		49	–49
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	–49
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung Aktiengesellschaft, Neunkirchen		29	–29
MAINGAU Energie GmbH, Obertshausen		47	–47
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		39	–39
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		20	–20
PFALZWERKE AKTIENGESELLSCHAFT, Ludwigshafen am Rhein		27	–27
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	–50

1 Strukturierte Einheit gemäß IFRS 10 und 12
2 Beherrschung durch gesellschaftsvertragliche Vereinbarung
3 Keine Beherrschung aufgrund gesellschaftsvertraglicher Vereinbarung
4 Maßgeblicher Einfluss über mittelbare Beteiligungen
5 Zugang 2019

Anteilsveränderungen mit Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Abgänge assoziierter Unternehmen, die aufgrund der Anwendung von IFRS 5 nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind			
Propan Rheingas GmbH & Co Kommanditgesellschaft, Brühl		30	– 30
Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Recklinghausen		50	– 50
RheinEnergie AG, Köln		20	– 20
Rhein-Main-Donau GmbH, München		23	– 23
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	– 25
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	– 33
SSW – Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co KG., St. Wendel		50	– 50
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	– 35
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg (Saale)		45	– 45
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	– 40
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	– 20
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	– 25
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	– 29
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	– 49
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	– 25
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		49	– 49
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn/Nahe		49	– 49
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		25	– 25
Stadtwerke Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	– 40
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	– 40
Stadtwerke Merzig Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Merzig		50	– 50
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	– 25
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	– 50
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	– 25
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach im Vogtland		25	– 25
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	– 49
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		30	– 30
Stadtwerke Weißenfels Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Weißenfels		25	– 25
Stadtwerke Willich Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Willich		25	– 25
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		25	– 25
SWTE Netz GmbH & Co. KG, Ibbenbüren		33	– 33
Tankey B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		43	– 43
WVW Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel Gesellschaft mit beschränkter Haftung, St. Wendel		28	– 28
Xelan SAS, Saint-Denis La Plaine/Frankreich		34	– 34
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		31	– 31
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	– 27

Anteilsveränderungen ohne Wechsel des Beherrschungsstatus	Anteil 31.12.2019 in %	Anteil 31.12.2018 in %	Veränderung
Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind			
Fri-El Guardionara s.r.l., Bozen/Italien	51	100	-49
innogy indeland Windpark Eschweiler GmbH & Co. KG, Eschweiler	51	100	-49
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen	100	75	25
Kernkraftwerke Lippe-Ems Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Lingen (Ems)	100	99	1
Kernkraftwerksbeteiligung Lippe-Ems beschränkt haftende OHG, Lingen/Ems	100	88	12
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei	70	70	0

3.8 Organe (Teil des Anhangs)

Stand: 28. Februar 2020

Aufsichtsrat

(Ende der Amtszeit: 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 AG[1]

Frank Bsirske[2]
Berlin
Stellvertretender Vorsitzender
Ehem. Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
Geburtsjahr: 1952
Mitglied seit 9. Januar 2001

Mandate:
- DB Privat- und Firmenkundenbank AG
- Deutsche Bank AG[1]
- innogy SE[1,3]

Michael Bochinsky[2]
Grevenbroich
Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender
der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit 1. August 2018

Reiner Böhle[2,4]
Witten
Referent Sonderaufgaben und Projektarbeiten
der Westnetz GmbH
Geburtsjahr: 1960
Mitglied vom 1. Januar 2013 bis 18. September 2019

Sandra Bossemeyer[2]
Duisburg
Betriebsratsvorsitzende der RWE AG
Schwerbehindertenvertreterin
Geburtsjahr: 1965
Mitglied seit 20. April 2016

Martin Bröker[2]
Bochum
Leiter HR & Business Functions IT der RWE Generation SE
Geburtsjahr: 1966
Mitglied seit 1. September 2018

Anja Dubbert[2]
Essen
Business Development Manager/Mitglied des
Betriebsrats der RWE Supply & Trading GmbH
Geburtsjahr: 1979
Mitglied seit 27. September 2019

Matthias Dürbaum[2]
Heimbach
Vorsitzender des Betriebsrats Tagebau Hambach
Geburtsjahr: 1987
Mitglied seit 27. September 2019

Ute Gerbaulet
Düsseldorf
Persönlich haftende Gesellschafterin der Bankhaus Lampe KG
Geburtsjahr: 1968
Mitglied seit 27. April 2017

Mandate:
- NRW.Bank AöR

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
- Consolidated Contractors Group S.A.L.

- 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 bis 18. September 2019
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 AG[1]
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH (Vorsitz)[3]
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts AG[1,3]
- Siemens AG Österreich

Monika Krebber[2,4]
Mülheim an der Ruhr
Stellvertretende Gesamtbetriebsratsvorsitzende der innogy SE
Geburtsjahr: 1962
Mitglied vom 20. April 2016 bis 18. September 2019

Mandate:
- innogy SE[1,3]

Harald Louis[2]
Jülich
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Power AG
Geburtsjahr: 1967
Mitglied seit 20. April 2016

Mandate:
- RWE Power AG[5]

Dagmar Mühlenfeld
Mülheim an der Ruhr
Oberbürgermeisterin a. D. der Stadt Mülheim an der Ruhr/
Geschäftsführerin der JUNI gGmbH (Junior-Uni Ruhr)
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit 4. Januar 2005

Peter Ottmann
Nettetal
Geschäftsführer des Verbands der kommunalen
RWE-Aktionäre GmbH
Rechtsanwalt, Landrat a. D. Kreis Viersen
Geburtsjahr: 1951
Mitglied seit 20. April 2016

Günther Schartz
Wincheringen
Landrat des Landkreises Trier-Saarburg
Geburtsjahr: 1962
Mitglied seit 20. April 2016

Mandate:
- A.R.T. Abfallberatungs- und Verwertungsgesellschaft mbH (Vorsitz)
- Kreiskrankenhaus St. Franziskus Saarburg GmbH (Vorsitz)
- Sparkassenverband Rheinland-Pfalz
- Sparkasse Trier (Vorsitz)
- 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 SE[1]
- Hannover Rück SE[1]
- HDI V. a. G.
- Talanx AG[1]

- 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 bis 18. September 2019
4 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.
5 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)
- PJSC LUKOIL[1]

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 Sikorski[2]
Hannover
Stellvertretender Vorsitzender der IG Bergbau, Chemie, Energie
Geburtsjahr: 1961
Mitglied seit 1. Juli 2014

Mandate:
- CHEMIE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- Lanxess AG[1]
- Lanxess Deutschland GmbH
- RAG AG
- RWE Generation SE[5]
- RWE Power AG[5]
- KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH

Marion Weckes[2]
Dormagen
Referatsleiterin
Institut für Mitbestimmung und Unternehmensführung der Hans-Böckler-Stiftung
Geburtsjahr: 1975
Mitglied seit 20. April 2016

Leonhard Zubrowski[2]
Lippetal
Konzernbetriebsratsvorsitzender der RWE AG
Geburtsjahr: 1961
Mitglied seit 1. Juli 2014

Mandate:
- RWE Generation SE[5]

- 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 bis 18. September 2019
4 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.
5 Konzerninternes Mandat

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Sandra Bossemeyer
Anja Dubbert
Matthias Dürbaum
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel
Dagmar Mühlenfeld
Dr. Wolfgang Schüssel

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Dr. Wolfgang Schüssel
Ralf Sikorski

Personalausschuss
Dr. Werner Brandt (Vorsitz)
Frank Bsirske
Harald Louis
Peter Ottmann
Dr. Wolfgang Schüssel
Leonhard Zubrowski

Prüfungsausschuss
Dr. Erhard Schipporeit (Vorsitz)
Michael Bochinsky
Mag. Dr. h. c. Monika Kircher
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 GmbH
- E.ON SE[1]
- RWE Generation SE[5] (Vorsitz)
- RWE Power AG[5] (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH[5]
- TÜV Rheinland AG
- Jaeger Grund GmbH & Co. KG (Jaeger Gruppe, Vorsitz)
- Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH[3]
- 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:
- RWE Generation SE[5]
- RWE Pensionsfonds AG[5] (Vorsitz)
- RWE Power AG[5]
- RWE Supply & Trading GmbH[5] (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 bis 18. September 2019
4 Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.
5 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 2019, der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung, der Kapitalflussrechnung und der Veränderung des Eigenkapitals für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2019 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 2019 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 2019 sowie seiner Ertragslage für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis zum 31. Dezember 2019 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 Nichtprüfungsleistungen 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.

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 2019 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 Entkonsolidierung nicht fortgeführter Aktivitäten
❷ Unternehmenserwerbe
❸ Bilanzielle Auswirkungen des Kohleausstiegs
❹ Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

Unsere Darstellung dieser besonders wichtigen Prüfungssachverhalte haben wir jeweils wie folgt strukturiert:

① Sachverhalt und Problemstellung
② Prüferisches Vorgehen und Erkenntnisse
③ Verweis auf weitergehende Informationen

Nachfolgend stellen wir die besonders wichtigen Prüfungssachverhalte dar:

❶ **Entkonsolidierung nicht fortgeführter Aktivitäten**

① Am 12. März 2018 haben die RWE Aktiengesellschaft und die E.ON SE (im Folgenden werden die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften mit der Bezeichnung „E.ON" abgekürzt) Veräußerungen und Erwerbe von Geschäftsbereichen vereinbart. Unter anderem wurde dabei Folgendes geregelt: RWE AG überträgt sämtliche Anteile an der innogy SE (innogy) (76,8 %) auf E.ON. Im Weiteren behält der Konzern insbesondere das Erneuerbare-Energien-Geschäft und die Gasspeicheraktivitäten der innogy sowie die Beteiligung an KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG/Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich, zurück. Auch das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON wird auf RWE übertragen. Seit dem 30. Juni 2018 bilanzierte 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.

Nach Zustimmung der Kartellbehörden fand am 18. September 2019 mit der Veräußerung der innogy Aktien die erste Teiltransaktion statt. Die nicht fortgeführten Aktivitäten wurden daher – unter Zurückbehaltung des in Relation unwesentlichen Anteils an dem slowakischen Strom- und Gasversorger Východoslovenská energetika Holding a.s. (VSEH), welcher voraussichtlich in 2020 auf E.ON übertragen wird, – entkonsolidiert.

Dem Eigenkapitalwert der hingegebenen Vermögenswerte in Höhe von rund 3,5 Mrd. € stand ein beizulegender Zeitwert der empfangenen Gegenleistung in Höhe von etwa 12,8 Mrd. € gegenüber. Unter Berücksichtigung weiterer technischer Entkonsolidierungseffekte (im Wesentlichen: Umgliederung des auf die entkonsolidierten Tochtergesellschaften entfallenden sonstigen Ergebnisses (sog. „Recycling") in die Gewinn- und Verlustrechnung und Aufleben bislang konzerninterner Geschäftsvorfälle an der neuen Konzernaußengrenze zur innogy) ergab sich ein Entkonsolidierungserfolg von insgesamt 8,1 Mrd. € Der Ertrag wird im Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten ausgewiesen.

Gleichzeitig mit der Entkonsolidierung des Netz- und Vertriebsgeschäfts übernahm RWE die alleinige Kontrolle über das Erneuerbare-Energien-Geschäft der innogy. Der Buchwert (607 Mio. €) der bisherigen Minderheitsaktionäre des Erneuerbare Energien-Geschäfts, die auf Ebene der innogy SE bestanden, wurde entsprechend zum 18. September 2019 erfolgsneutral gegen die Gewinnrücklagen (Minderung der Gewinnrücklagen: 347 Mio. €) ausgebucht.

Die Entkonsolidierungsrechnung war aufgrund der Komplexität der vertraglichen Abreden und bilanziellen Vorschriften sowie der insgesamt wesentlichen betragsmäßigen Auswirkungen der Transaktion auf die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des RWE Konzerns von besonderem Belang für unsere Prüfung.

② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst beurteilt, ob die Bedingungen zur bilanziellen Abbildung der Transaktion dem Grunde nach erfüllt sind, z. B. dass die Zustimmungen der Kartellbehörden zur Durchführung der Transaktion vorliegen, und ob die Voraussetzungen für eine Entkonsolidierung nach IFRS 10 erfüllt sind. Anschließend haben wir beurteilt, welche Vermögenswerte im Rahmen der Entkonsolidierung zu berücksichtigen sind. Zu diesem Zweck haben wir die vertraglichen Vereinbarungen mit E.ON nachvollzogen und das zugrundliegende IT-Konzept zur Durchführung der Entkonsolidierung sowie dessen Umsetzung im Konsolidierungssystem beurteilt. Auf dieser Grundlage haben wir auch nachvollzogen, ob die Abgrenzung der zu entkonsolidierenden Vermögenswerte von den nicht zu entkonsolidierenden Vermögenswerten der VSEH sachgerecht erfolgt ist.

Wir haben zudem die Angemessenheit des methodischen und rechnerischen Vorgehens bei der Entkonsolidierungsrechnung entsprechend IFRS 10 gewürdigt und die Höhe des Eigenkapitalwertes der hingegebenen Vermögenswerte für die nicht fortgeführten Aktivitäten zum 18. September 2019 beurteilt. Außerdem haben wir die Höhe der empfangenen Gegenleistung mittels der Verträge und weiterer Korrespondenzen mit E.ON sowie Berechnungen der Gesellschaft nachvollzogen und dabei insbesondere die Zuordnung zwischen der Entkonsolidierungsrechnung und der Berechnung zur Ausbuchung der Minderheitsgesellschafter für das Erneuerbare-Energien-Geschäft betrachtet. Zudem haben wir die Ermittlung der an der neuen Konzernaußengrenze auflebenden Vermögenswerte und Schulden (insbesondere Derivate) nachvollzogen und deren Ansatz und Bewertung in der Konzernbilanz beurteilt.

Außerdem haben wir im Zusammenhang mit der Übernahme der alleinigen Kontrolle über das Erneuerbare-Energien-Geschäft der innogy durch RWE nachvollzogen, ob der Buchwert der bisherigen Minderheitsaktionäre, die auf Ebene der innogy SE bestanden, sachgerecht erfolgsneutral gegen die Gewinnrücklagen ausgebucht wurde.

Die der Entkonsolidierung nicht fortgeführter Aktivitäten zugrunde liegenden Einschätzungen und Annahmen 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 bis zur Entkonsolidierung sind im Konzernanhang im Abschnitt „Veräußerungen und nicht fortgeführte Aktivitäten" enthalten. In diesem Abschnitt finden sich auch die Erläuterungen zur Veräußerung. Ergänzend dazu finden sich Angaben des Konzerns zu der Transaktion im Allgemeinen im Abschnitt „Strategie und Struktur" des Konzernlageberichts.

❷ Unternehmenserwerbe

① Am 12. März 2018 haben die RWE Aktiengesellschaft und die E.ON SE (im Folgenden werden die E.ON SE und ihre Tochtergesellschaften mit der Bezeichnung „E.ON" abgekürzt) Veräußerungen und Erwerbe von Geschäftsbereichen vereinbart. Unter anderem wurde dabei Folgendes geregelt: RWE AG überträgt sämtliche Anteile an der innogy SE (innogy) (76,8 %) auf E.ON. Dabei verbleiben das Erneuerbare-Energien-Geschäft und die Gasspeicheraktivitäten der innogy sowie die Beteiligung an KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG/Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich, im RWE-Konzern. Auch das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON wird auf RWE übertragen.

Die wirtschaftliche und rechtliche Übertragung des Erneuerbare Energien-Geschäftes von E.ON auf RWE, die als Unternehmenszusammenschluss gemäß IFRS 3 bilanziert wird, fand im September 2019 statt. Es erfolgte eine Erstkonsolidierung zum 18. September 2019. Der vorläufige Kaufpreis (unter Berücksichtigung von Kaufpreisanpassungen) betrug 3.593 Mio. € Die erworbenen identifizierten Vermögenswerte und die übernommenen Schulden des Erneuerbaren-Energien-Geschäftes von E.ON wurden zum Erwerbszeitpunkt mit ihren beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Unter Berücksichtigung eines erworbenen Nettovermögens von 2.940 Mio. € ergab sich ein Geschäfts- oder Firmenwert von 653 Mio. € Die beizulegenden Zeitwerte sowie der Geschäfts- oder Firmenwert sind aufgrund der noch nicht vollständig abgeschlossenen Kaufpreisallokation zum 31. Dezember 2019 vorläufig.

Die Kaufpreisallokation war aufgrund der Komplexität der vertraglichen Abreden und bilanziellen Vorschriften von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

② Im Rahmen unserer Prüfung der Abbildung des Erwerbs des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON haben wir uns zunächst ein Verständnis der zugrundeliegenden vertraglichen Regelungen verschafft und unter anderem die Bestimmung des Stichtags für den Kontrollerwerb sowie des vorläufigen Kaufpreises nachvollzogen. Darauf aufbauend haben wir die dem Unternehmenserwerb zugrundeliegende Eröffnungsbilanz beurteilt. Dabei haben wir den Ansatz und die Bewertung der Vermögenswerte und Schulden gewürdigt. Dies beinhaltete deren Identifizierung, die Anwendung einheitlicher Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sowie die Bilanzierung zu vorläufigen beizulegenden Zeitwerten zum Erstkonsolidierungszeitpunkt. In diesem Zusammenhang haben wir insbesondere die mit Unterstützung eines externen Sachverständigen von RWE ermittelten vorläufigen beizulegenden Zeitwerte beurteilt. Hierbei haben wir unter anderem die den Bewertungen zugrunde liegenden Modelle sowie die angewandten Bewertungsparameter und Annahmen beurteilt. Die Beurteilung erstreckte sich dabei insbesondere auf die Prüfung der methodischen und rechnerischen Richtigkeit der Bewertungsmodelle. Ferner haben wir die verwendeten Kapitalkosten gewürdigt. Weiterhin haben wir die technische Umsetzung der Erstkonsolidierung nachvollzogen und die Ableitung des vorläufigen Geschäfts- oder Firmenwerts überprüft.

Wir konnten uns insgesamt davon überzeugen, dass die bilanzielle Abbildung des Erwerbs des Erneuerbare-Energien-Geschäfts auf Basis der vorläufigen Ergebnisse der Kaufpreisallokation sachgerecht erfolgte und hinreichend dokumentiert ist.

③ Die nach IFRS 3 geforderten Angaben zum Unternehmenserwerb sind im Konzernanhang im Abschnitt „Unternehmenserwerbe" aufgeführt. Ergänzend dazu finden sich Angaben des Konzerns zu der Transaktion im Allgemeinen im Abschnitt „Strategie und Struktur" des Konzernlageberichts.

❸ Bilanzielle Auswirkungen des Kohleausstiegs

① Im Geschäftsjahr 2019 sind in Deutschland und in den Niederlanden politische Entwicklungen weiter vorangeschritten, die die Beendigung der Kohleverstromung in beiden Ländern weiter konkretisiert haben. Dies gilt für die Verwendung von Steinkohle und in Deutschland auch für Braunkohle für die Stromerzeugung sowie die Beendigung der entsprechenden Braunkohletagebaue (im Folgenden insgesamt mit „Kohleausstieg" bezeichnet).

Aufgrund der kürzeren Laufzeiten der Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke wurden außerplanmäßige Wertberichtigungen auf Sachanlagen in Höhe von insgesamt 1.540 Mio € vorgenommen. Die Werthaltigkeit der Kraftwerksanlagen wurde anhand ihrer beizulegenden Zeitwerte abzüglich Kosten der Veräußerung überprüft. Die beizulegenden Zeitwerte der jeweiligen Kraftwerksanlagen wurden von der Gesellschaft jeweils als Barwerte der künftigen Zahlungsmittelströme mittels Discounted-Cashflow-Modellen ermittelt. Dabei wurden die von den gesetzlichen Vertretern erstellten Planungsrechnungen zugrunde gelegt, die langfristige Annahmen u. a. hinsichtlich Strom-, Kohle- und CO_2-Zertifikatspreisen sowie geplanten Kraftwerkseinsatzzeiten beinhalten. Das Ergebnis dieser Bewertungen ist in hohem Maße von den Planungsannahmen und den Einschätzungen der künftigen Zahlungsmittelzuflüsse der gesetzlichen Vertreter sowie von den im Rahmen der Bewertungsmodelle jeweils verwendeten Diskontierungszinssätzen abhängig. Die Höhe der außerplanmäßigen Wertberichtigungen wurde auch dadurch beeinflusst, dass sich die Abgrenzung der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten für Kraftwerksanlagen verändert hat.

Der Kohleausstieg war zudem eine wesentliche Ursache für die Erhöhung von Rückstellungen für defizitäre Strombezugsverträge. Die Berücksichtigung der kürzeren Laufzeiten der mit einzelnen Verträgen in Zusammenhang stehenden Steinkohlekraftwerke hat dazu geführt, dass erwartete positive Wertbeiträge in späteren Jahren der Vertragslaufzeiten weggefallen sind. Die Rückstellungen für die davon betroffenen defizitären Strombezugsverträge sind im Geschäftsjahr 2019 um 225 Mio. € gegenüber dem Vorjahr gestiegen.

Aufgrund des Kohleausstiegs waren weitere Rückstellungen um insgesamt 2.262 Mio. € zu erhöhen bzw. erstmals anzusetzen. Dies betrifft überwiegend die Erhöhung der Rekultivierungsrückstellungen. Zur Ermittlung des Erfüllungsbetrags werden die erwarteten zukünftigen Auszahlungen zu Stichtagspreisen zunächst mit erwarteten Preissteigerungsraten eskaliert und danach mit einem angemessenen Zins diskontiert. Dabei wurden die von den gesetzlichen Vertretern unter Verwendung von Gutachten unternehmensexterner Sachverständiger erstellten Rekultivierungsplanungen zugrunde gelegt. Eskalationsrate und Diskontierungszinssatz wurden im Geschäftsjahr angepasst, um den früheren Anfall der Ausgaben aufgrund des Kohleausstiegs und das Marktzinsniveau in diesem Zeitraum zu reflektieren.

Das Ergebnis der Rückstellungsbewertungen ist in hohem Maße von den Planungsannahmen und den Einschätzungen der gesetzlichen Vertreter zu Höhe und zeitlichem Anfall der künftigen Zahlungsmittelabflüsse sowie von den im Rahmen der Bewertungsmodelle verwendeten Eskalationsraten und Diskontierungszinssätzen abhängig.

RWE hat wegen der Verknüpfung von Braunkohleausstieg und der damit im Zusammenhang stehenden Entschädigung den von der Bundesregierung vorgesehenen Entschädigungsbetrag in Höhe von 2.600 Mio. € als Erstattungs- bzw. Entschädigungsanspruch zu den gestiegenen bzw. neu entstehenden Verpflichtungen sowie zu den Wertminderungen angesetzt und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen.

Die bilanzielle Abbildung der feststehenden oder erwarteten Auswirkungen des Kohleausstiegs auf Grundlage der im Geschäftsjahr 2019 erfolgten und zunächst im Hinblick auf die für die Bilanzierungsfähigkeit dem Grunde nach zu würdigenden Konkretisierungen hat wesentliche Auswirkungen auf die Vermögens- und Ertragslage des RWE-Konzerns. Zudem ist die Bewertung der Auswirkungen mit erheblichen Unsicherheiten behaftet und komplex. Vor diesem Hintergrund war dieser Sachverhalt von besonderer Bedeutung für unsere Prüfung.

② Im Rahmen unserer Prüfung haben wir zunächst beurteilt, ob die Voraussetzungen für die bilanzielle Berücksichtigung des Kohleausstiegs dem Grunde nach erfüllt sind. Anschließend haben wir beurteilt, welche Vermögenswerte im Wert gemindert bzw. welche Verpflichtungen im Wert erhöht sein könnten sowie welche Verpflichtungen und Ansprüche erstmals anzusetzen sind.

Bei unserer Prüfung der Bewertung der Kraftwerksanlagen sowie der Rückstellungen für bestehende oder neu entstandene Verpflichtungen haben wir unter anderem das methodische Vorgehen zur Durchführung der Bewertungen nachvollzogen und die Ermittlung der Diskontierungssätze und Eskalationsraten beurteilt. Zudem haben wir beurteilt, ob die den Bewertungen zugrunde liegenden künftigen Zahlungsmittelzuflüsse und -abflüsse im Zusammenhang mit den verwendeten Diskontierungssätzen und Eskalationsraten insgesamt eine sachgerechte Grundlage für die Bewertung bilden. Die Angemessenheit der bei den Berechnungen verwendeten künftigen Zahlungsmittelflüsse haben wir unter anderem durch Abgleich dieser Angaben mit den von den gesetzlichen Vertretern erstellten Planungsrechnungen bzw. Rekultivierungsplanungen sowie durch Abstimmung mit allgemeinen und branchenspezifischen Markterwartungen beurteilt. Mit der Kenntnis, dass bereits relativ kleine Veränderungen der verwendeten Diskontierungszinssätze und der bei der Bewertung der Rekultivierungsrückstellungen verwendeten Eskalationsraten teilweise wesentliche Auswirkungen auf die Höhe des auf diese Weise ermittelten beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung bzw. Erfüllungsbetrags haben können, haben wir auch die bei der Bestimmung von Diskontierungszinssätzen und Eskalationsraten herangezogenen Parameter beurteilt und das jeweilige Berechnungsschema nachvollzogen. Die von unternehmensexternen Sachverständigen erstellten Gutachten haben wir eingesehen und auf ihre Verwertbarkeit beurteilt, indem wir u.a. die in den Gutachten enthaltenen Prämissen gewürdigt und plausibilisiert haben. Weiterhin haben wir gewürdigt, dass die Aktivierung des Entschädigungsanspruchs dem Grunde und der Höhe nach angemessen ist.

Die der bilanziellen Abbildung des Kohleausstiegs zugrunde liegenden Einschätzungen und Annahmen der gesetzlichen Vertreter sind aus unserer Sicht hinreichend begründet und dokumentiert. 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 Auswirkungen des Kohleausstiegs in Deutschland und in den Niederlanden sind im Anhang im Abschnitt „Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung“ im Unterpunkt (5) „Abschreibungen“ und im Abschnitt „Erläuterungen zur Bilanz“ in den Unterpunkten (15) „Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte“ sowie „(22) Rückstellungen“ enthalten. Ergänzend dazu finden sich Angaben im Abschnitt „Politische Rahmenbedingungen“ des Lageberichts.

❹ Werthaltigkeit der Geschäfts- oder Firmenwerte

① Im Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft werden unter dem Bilanzposten „Immaterielle Vermögenswerte“ Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 2,4 Mrd. € (3,7 % der Konzernbilanzsumme) (im Vorjahr 1,7 Mrd. € bzw. 2 % der Konzernbilanzsumme) ausgewiesen. Der Posten enthält neben den Geschäfts- oder Firmenwerten der zahlungsmittelgenerierenden Einheiten „Fortgeführte innogy Aktivitäten“ und „Energiehandel“ zum 31. Dezember 2019 erstmals auch den neu erworbenen Geschäftswert der „Übernommenen E.ON Aktivitäten“.

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 grundsätzlich 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 beizulegenden Zeitwerts abzüglich Kosten der Veräußerung 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 Vermögenswerte" 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 uns 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 wesentlichen 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 Konzernlagebericht 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 Sachverhalts aus.

Sonstige gesetzliche und andere rechtliche Anforderungen

Übrige Angaben gemäß Artikel 10 EU-APrVO
Wir wurden von der Hauptversammlung am 3. Mai 2019 als Konzernabschlussprüfer gewählt. Wir wurden am 6. Mai 2019 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 2020

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther	Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer	Wirtschaftsprüfer

3.10 Informationen zum Abschlussprüfer

Der Konzernabschluss der RWE AG und ihrer Tochtergesellschaften für das Geschäftsjahr 2019 – bestehend aus Konzernbilanz, Konzerngewinn- und -verlustrechnung sowie Konzerngesamtergebnisrechnung, Konzerneigenkapitalveränderungsrechnung, Konzernkapitalflussrechnung und Konzernanhang – wurde von der PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft geprüft.

Verantwortlicher Wirtschaftsprüfer bei der Pricewaterhouse-Coopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft für RWE ist Herr Ralph Welter. Herr Welter hat diese Funktion bisher in sechs Abschlussprüfungen wahrgenommen.

Fünfjahresübersicht

Eckdaten des RWE-Konzerns[1]		2019	2018	2017	2016	2015
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	Mio. €	13.125	13.406	13.822	43.590	45.848
Ergebnis						
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	2.489	1.538	2.149	5.403	7.017
Bereinigtes EBIT	Mio. €	1.267	619	1.170	3.082	3.837
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	-752	49	2.056	-5.807	-637
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	8.498	335	1.900	-5.710	-170
Ergebnis je Aktie	€	13,82	0,54	3,09	-9,29	-0,28
Cash Flow						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	-977	4.611	-3.771	2.352	3.339
Free Cash Flow	Mio. €	-2.053	3.439	-4.439	809	441
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	35.951	18.595	45.694	45.911	51.453
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	28.241	61.513	23.365	30.491	27.881
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	17.448	14.257	11.991	7.990	8.894
Langfristige Schulden	Mio. €	27.018	20.007	36.774	39.646	45.315
Kurzfristige Schulden	Mio. €	19.726	45.844	20.294	28.766	25.125
Bilanzsumme	Mio. €	64.192	80.108	69.059	76.402	79.334
Eigenkapitalquote	%	27,2	17,8	17,4	10,5	11,2
Nettoschulden	Mio. €	9.298	19.339	20.227	22.709	25.463
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	9.066	4.389	–	–	–
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende[2]		19.792	17.748	59.547	58.652	59.762
Forschung & Entwicklung						
Betriebliche F & E-Aufwendungen	Mio. €	21	18	182	165	101
Emissionsbilanz						
CO_2-Ausstoß	Mio. Tonnen	88,1	118,0	131,8	148,3	150,8
Kostenlos zugeteilte CO_2-Zertifikate	Mio. Tonnen	1,1	1,3	1,3	4,5	5,6
Unterausstattung mit CO_2-Zertifikaten[3]	Mio. Tonnen	86,0	115,6	129,1	142,6	143,9
Spezifische CO_2-Emissionen	Tonnen/MWh	0,575	0,670	0,658	0,686	0,708

1 Die Vergleichbarkeit der Zahlen unterschiedlicher Geschäftsjahre ist zum Teil durch Anpassungen der Berichtsweise beeinträchtigt.
2 Umgerechnet in Vollzeitstellen
3 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandel teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO_2-Ausstoß keine Emissionsrechte.

Impressum

RWE Aktiengesellschaft
Altenessener Straße 35
45141 Essen

Telefon +49 201 5179-0
Telefax +49 201 5179-5005
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 12. März 2020 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Satz und Produktion
MPM Corporate Communication Solutions,
Mainz, Düsseldorf
www.mpm.de

Designkonzept
Scholz & Friends Düsseldorf GmbH

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.

FSC www.fsc.org
MIX
Papier aus verantwortungsvollen Quellen
FSC® C030157

Finanzkalender 2020/2021

12. März 2020	Kapitalmarkttag
28. April 2020	Hauptversammlung
29. April 2020	Ex-Dividende-Tag
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
16. März 2021	Bericht über das Geschäftsjahr 2020
28. April 2021	Hauptversammlung
29. April 2021	Ex-Dividende-Tag
3. Mai 2021	Dividendenzahlung
12. Mai 2021	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2021
12. August 2021	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2021
11. November 2021	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2021

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 Aktiengesellschaft
Altenessener Straße 35
45141 Essen
www.rwe.com