

Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2019

- Bereinigtes EBITDA des RWE-Konzerns im ersten Halbjahr um 37 % über Vorjahr
- Außergewöhnlich gute Performance im Energiehandel
- RWE hebt Ergebnisprognose für das Geschäftsjahr 2019 an
- Bereinigtes EBITDA von 1,6 bis 1,9 Mrd. € erwartet

AUF EINEN BLICK

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Stromerzeugung	Mrd. kWh	73,7	87,9	-14,2	176,0
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	Mio. €	6.965	6.687 ¹	278	13.298 ¹
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.130	825	305	1.538
Bereinigtes EBIT	Mio. €	617	385	232	619
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	-67	68	-135	49
Nettoergebnis	Mio. €	830	162	668	335
Ergebnis je Aktie	€	1,35	0,26	1,09	0,54
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	-1.136	1.911	-3.047	4.611
Investitionen	Mio. €	674	380	294	1.260
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	652	280	372	1.079
in Finanzanlagen	Mio. €	22	100	-78	181
Free Cash Flow	Mio. €	-1.647	1.555	-3.202	3.439
		30.06.2019	31.12.2018		
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	8.035	4.389	3.646	
Mitarbeiter ²		17.890	17.748	142	

1 Angepasster Wert, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften

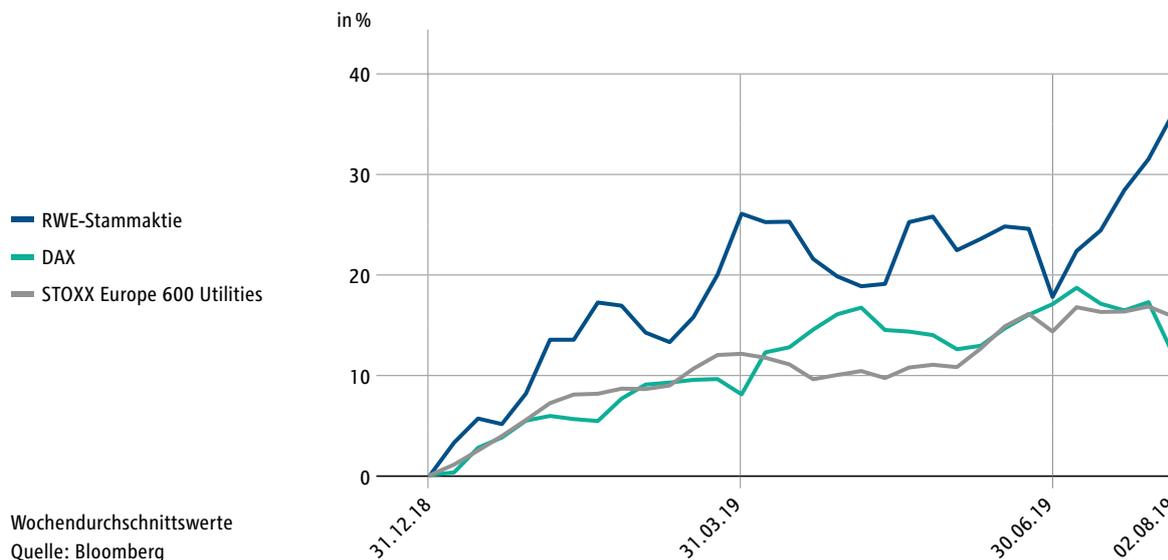
2 Umgerechnet in Vollzeitstellen

INHALT

RWE am Kapitalmarkt	1	Konzernzwischenabschluss (verkürzt)	27
Lagebericht	2	Gewinn- und Verlustrechnung	27
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	2	Gesamtergebnisrechnung	28
Wesentliche Ereignisse	5	Bilanz	29
Anmerkungen zur Berichtsweise	11	Kapitalflussrechnung	30
Geschäftsentwicklung	13	Veränderung des Eigenkapitals	31
Entwicklung der Risiken und Chancen	23	Anhang	32
Prognose 2019	25	Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht	40
Versicherung der gesetzlichen Vertreter	26	Finanzkalender 2019/2020	41

STARKE ERSTE JAHRESHÄLFTE FÜR DIE RWE-AKTIE UND DEN DAX

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



Aktienmarkt trotz konjunktureller Abkühlung im Aufwind

Die Stimmung am deutschen Aktienmarkt hat sich nach dem schwachen Börsenjahr 2018 wieder aufgehellt. Der Leitindex DAX kletterte in den ersten sechs Monaten 2019 um 17 % auf 12.399 Punkte. Damit verzeichnete er die beste erste Jahreshälfte seit 2007 – trotz schwächelnder Konjunktur und des fortgesetzten Handelsstreits zwischen den USA und China. Wichtigster Impulsgeber für die Aktienkurse waren die weiterhin extrem niedrigen Zinsen und die Ankündigung von EZB-Präsident Mario Draghi, an seiner ultralockeren Geldpolitik festhalten zu wollen. Angesichts von Nullzinsen und teilweise negativen Renditen für Bundesanleihen zieht es weiterhin viele Anleger an den Aktienmarkt.

RWE-Stammaktie: 18 % Rendite aus Kursveränderung und Dividende

Die RWE-Stammaktie konnte ebenfalls deutlich zulegen. Ende Juni ging sie mit 21,67 € aus dem Handel. Inklusive der Anfang Mai gezahlten Dividende von 0,70 € erbrachte sie eine Halbjahresrendite von 18 %. Damit lag sie knapp über dem DAX und konnte auch den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (15 %) hinter sich lassen. Ein wesentlicher Grund für die starke RWE-Performance war, dass wir bei der Umsetzung des geplanten Tauschgeschäfts mit E.ON zügig vorankamen. Durch die Transaktion, die wir in den kommenden Monaten abschließen wollen, steigt RWE zu Europas Nummer drei bei den erneuerbaren Energien auf. Viele Investoren und Analysten sehen das als wesentlichen Werttreiber für die RWE-Aktie. Die im Januar 2019 bekannt gegebenen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ haben zudem die Hoffnung genährt, dass sich die politischen Risiken aus der deutschen Kohleverstromung verringern werden. Wie auf Seite 5 f. erläutert, plädiert das Gremium für einen geordneten Kohleausstieg und angemessene Kompensationen für die betroffenen Unternehmen. Im Juli setzte sich der Aufwärtstrend der RWE-Aktie trotz eines schwachen Marktumfelds fort. Eine Rolle spielte dabei, dass einige Finanzanalysten ihre Kursziele für RWE nach oben angepasst haben. Auch die Anhebung unserer Ergebnisprognose für 2019, die Ende Juli bekannt gemacht wurde, schlug sich positiv im Aktienkurs nieder.

WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Rund 1 % Wirtschaftswachstum in der Eurozone

Nach vorläufigen Schätzungen war die globale Wirtschaftsleistung im ersten Halbjahr 2019 um 2,5 % höher als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Die Eurozone dürfte ein Wachstum von etwa 1 % erreicht haben. Deutschland kommt wohl nur auf ein Plus von 0,5 %: Die größte Volkswirtschaft des Währungsraums ist wegen ihrer Exportabhängigkeit in hohem Maße von den internationalen Handelskonflikten betroffen. Die Niederlande nahmen dagegen mit schätzungsweise 1,5 % Wachstum einen vorderen Platz unter den Euroländern ein. In Großbritannien, unserem wichtigsten Markt außerhalb der Währungsunion, entwickelte sich die Wirtschaft trotz des bevorstehenden EU-Austritts robust. Das Bruttoinlandsprodukt des Landes ist um ca. 1,5 % gestiegen.

Rückläufige Stromnachfrage in Deutschland und Großbritannien

Das Wirtschaftswachstum regte den Stromverbrauch in unseren Kernmärkten an, während der Trend zur sparsameren Nutzung von Energie dämpfenden Einfluss hatte. Aufgrund milder Winterwitterung wurde zudem weniger Heizstrom benötigt. Vorläufige Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) deuten darauf hin, dass sich der Stromverbrauch in Deutschland gegenüber dem Vorjahreszeitraum um 1,6 % verringert hat. Auch in anderen Kernmärkten dürfte es eine rückläufige Entwicklung gegeben haben: Während für die Niederlande noch keine belastbaren Zahlen vorliegen, ist in Großbritannien eine um ca. 3 % niedrigere Stromnachfrage gemessen worden.

Milder Winter lässt Gaspreise am Spotmarkt einbrechen

Die erste Jahreshälfte war durch ein extrem niedriges Preisniveau am Erdgas-Spotmarkt gekennzeichnet. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility) lagen die Notierungen im Durchschnitt bei 16 €/MWh. Sie waren damit um 5 € niedriger als ein Jahr zuvor. Eine wesentliche Rolle spielte dabei, dass der Heizgasbedarf wegen des milden Winters 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 blieb das Preisniveau allerdings stabil: Der TTF-Forward 2020 kostete 19 €/MWh und damit geringfügig mehr als der TTF-Forward 2019 im Vorjahreszeitraum (18 €/MWh).

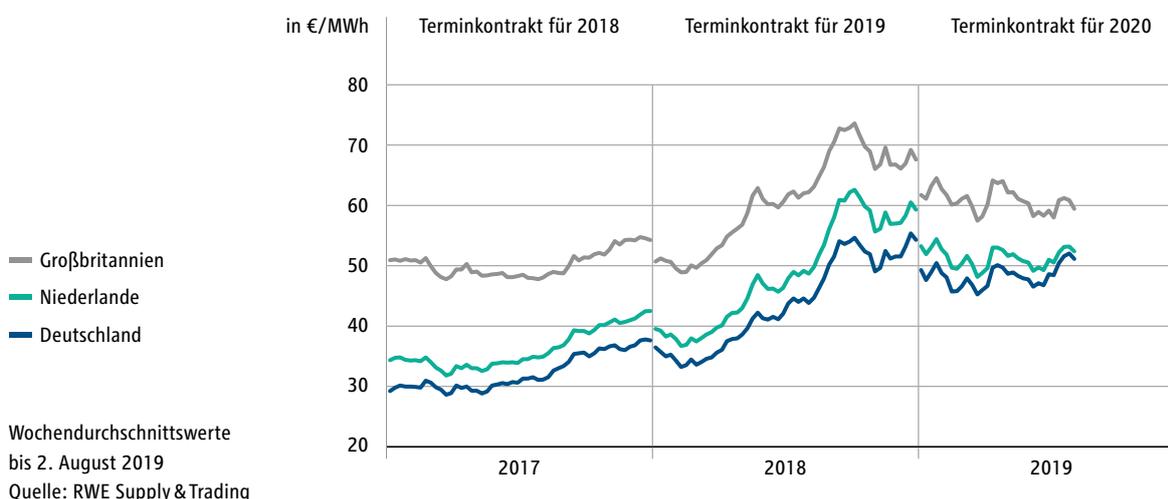
Rückläufige Nachfrage dämpft Steinkohlepreise

Bei Kraftwerkssteinkohle (Kesselkohle) hat sich das Spotpreisniveau ebenfalls deutlich verringert: Im Berichtszeitraum wurden Lieferungen zu den ARA-Häfen (ARA = Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 65 US\$/Tonne (57 €) abgerechnet, gegenüber 88 US\$/Tonne im Vorjahreszeitraum. Ein Grund dafür war, 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 gaben auch die Notierungen am Terminmarkt nach: Der Forward 2020 (Index API 2) kostete im Berichtszeitraum durchschnittlich 74 US\$/Tonne (66 €). Zum Vergleich: Für den Forward 2019 waren im Vorjahreszeitraum 83 US\$/Tonne bezahlt worden.

Reform des europäischen Emissionshandelssystems sorgt für rasanten Preisanstieg bei CO₂-Zertifikaten

Ein wichtiger Kostenfaktor für fossil befeuerte Kraftwerke ist die Beschaffung von CO₂-Emissionsrechten. Deren Preise haben sich seit Mitte 2017 stark erhöht. Eine European Union Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigt, kostete im ersten Halbjahr 2019 durchschnittlich 24 € und damit doppelt so viel wie im gleichen Zeitraum des Vorjahres. 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 wird der hohe Überschussbestand an Emissionsrechten, der seit Langem am Markt vorhanden ist, ab 2019 schrittweise reduziert. 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



Gestiegenes Preisniveau an den Stromterminmärkten

Die starke Verbilligung von Kohleimporten und das ungewöhnlich niedrige Preisniveau im Gasspothandel dämpften die Notierungen an den Stromgroßhandelsmärkten, während die Verteuerung von Emissionsrechten preiserhöhenden Einfluss hatte. Im ersten Halbjahr wurde Grundlaststrom am deutschen Spotmarkt mit durchschnittlich 38 €/MWh gehandelt und damit etwas höher als im Vorjahreszeitraum (36 €/MWh). Dagegen haben sich die Spotnotierungen in Großbritannien um 6 auf 47 £/MWh (53 €/MWh) und in den Niederlanden um 2 auf 44 €/MWh verringert. Im Terminhandel tendierten die Preise in allen Kernmärkten nach oben: In Deutschland kostete der Grundlast-Forward 2020 durchschnittlich 48 €/MWh; das sind 11 € mehr, als im Vorjahreszeitraum für den Forward 2019 gezahlt wurde. In Großbritannien verteuerte sich der Ein-Jahres-Forward um 5 auf 53 £/MWh (61 €/MWh) und in den Niederlanden um 9 auf 51 €/MWh.

Stromterminverkäufe für 2019: Deutlich niedrigere Margen für Steinkohlekraftwerke

Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Unsere Stromerlöse im Berichtszeitraum sind somit von den Konditionen bestimmt, zu denen wir Terminkontrakte für 2019 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen haben. Für unsere Braunkohle- und Kernkraftwerke, die überwiegend die Grundlast abdecken, haben wir solche Verkäufe bereits ab 2016 getätigt. Dabei konnten wir im Durchschnitt geringfügig höhere Margen erzielen als mit Kontrakten für 2018. Terminverkäufe von Strom aus Steinkohle- und Gaskraftwerken machen wir typischerweise mit geringerem zeitlichen Vorlauf. Die realisierten Strompreise waren dadurch höher, allerdings gab es auch Mehrkosten infolge der bis 2018 zu beobachtenden deutlichen Verteuerung von Brennstoffen. Auch der Preisanstieg bei Emissionsrechten machte sich bemerkbar. In der Steinkohleverstromung hat sich die Ertragslage daher insgesamt verschlechtert. Die Margen unserer Gaskraftwerke waren in Großbritannien dagegen etwa gleich hoch wie 2018; in Deutschland und den Niederlanden haben sie sich verbessert.

Bessere Windverhältnisse als 2018

Bei der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen wird die Verfügbarkeit und Profitabilität der Anlagen in hohem Maße von den Wetterbedingungen beeinflusst. Von besonderer Bedeutung für innogy ist das Windaufkommen. Dieses lag in Nordost- und Mitteleuropa sowie weiten Teilen Südeuropas über dem langjährigen Mittel, in Großbritannien, Irland und den Niederlanden hingegen zum Teil deutlich darunter. Verglichen mit dem Vorjahreszeitraum wurden an fast allen innogy-Standorten in Kontinentaleuropa – ausgenommen Spanien – ähnliche oder höhere Windgeschwindigkeiten gemessen. In Großbritannien und Irland lag das Windaufkommen ebenfalls über dem Vorjahresniveau; nur im äußersten Süden Englands war es niedriger als 2018. Bei Laufwasserkraftwerken hängt die Auslastung in starkem Maße von den Niederschlags- und Schmelzwassermengen ab. In Deutschland, der Hauptregion unserer Stromerzeugung aus Wasserkraft, blieben diese Mengen geringfügig hinter dem langjährigen Durchschnitt zurück. Gegenüber der ersten Jahreshälfte 2018 haben sie sich aber etwas erhöht.

WESENTLICHE EREIGNISSE

Im Berichtszeitraum

Europäische Kommission gibt RWE grünes Licht für Tauschgeschäft mit E.ON

Bei der Umsetzung des im März 2018 vereinbarten Tauschgeschäfts mit E.ON sind wir weiter vorangekommen. Am 22. Januar 2019 haben wir den Erwerb der für uns bestimmten Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen bei der Europäischen Kommission angemeldet und erhielten am 26. Februar die Freigabe aus Brüssel. Auch nationale Wettbewerbsbehörden haben ihre Genehmigungen erteilt: das Bundeskartellamt am 26. Februar, die britische Competition and Markets Authority (CMA) am 8. April und die US-Kartellbehörde am 22./31. Mai. Jetzt steht nur noch die Freigabe des E.ON-Teils der Transaktion durch die EU-Kommission aus. Sobald auch diese vorliegt, soll die Transaktion in zwei Schritten abgeschlossen werden: Zunächst erhält E.ON unsere 76,8%-Beteiligung an innogy und eine Zahlung von 1,5 Mrd. €, während wir eine Finanzbeteiligung an E.ON (16,67 %) und die von E.ON gehaltenen Minderheitsanteile an den Kernkraftwerken Gundremmingen (25 %) und Emsland (12,5 %) übernehmen. Dies wird voraussichtlich im September 2019 geschehen. Im zweiten Schritt wird uns E.ON dann die eigenen und die zu innogy gehörenden Erneuerbare-Energien-Aktivitäten überlassen; ferner erhalten wir aus dem innogy-Portfolio das Gasspeichergeschäft und die Minderheitsbeteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag (37,9 %). Weitere Informationen zu der Transaktion finden Sie in unserem Geschäftsbericht 2018 auf den Seiten 18 und 35 f.

RWE erwirbt tschechische Netz-Beteiligung von innogy zum Weiterverkauf an Macquarie

Ende Februar haben wir die 50,04%-Beteiligung der innogy SE am tschechischen Gasnetzbetreiber innogy Grid Holding (IGH) erworben. Dazu hatten wir uns im Rahmen des Tauschgeschäfts mit E.ON verpflichtet. Ebenso hatten wir zugesagt, die IGH-Beteiligung an E.ON weiterzuverkaufen. Allerdings hat das vom australischen Finanzdienstleister und Infrastrukturinvestor Macquarie geführte Konsortium MIRA, das die restlichen Anteile an IGH hält, ein Vorkaufsrecht geltend gemacht. Dementsprechend wird nun MIRA anstelle von E.ON das 50,04 %-Paket übernehmen. Der Kaufpreis beträgt rund 1,8 Mrd. €. Wir haben das Paket zu den gleichen Konditionen erworben und hätten es auch zu diesen Konditionen an E.ON weitergereicht. Die IGH-Transaktion ist Ende Juni von der EU-Kommission genehmigt worden. Sie steht aber noch unter dem Vorbehalt, dass E.ON unsere Beteiligung an innogy übernehmen kann.

Strukturwandel-Kommission schlägt Fahrplan für deutschen Kohleausstieg vor

In Deutschland, unserem wichtigsten Erzeugungsmarkt, zeichnet sich ein beschleunigter Ausstieg aus der Kohleverstromung ab. Im Januar 2019 hat die von der Bundesregierung eingerichtete Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ nach langen Beratungen ein Konzept vorgelegt, wie das Land seine Klimaschutzziele im Energiesektor erreichen kann, ohne dass es zu Strukturbrüchen, sozialen Härten oder einer Gefährdung der Versorgungssicherheit kommt. Das Gremium aus Vertretern von Industrie, Gewerkschaften, Wissenschaft, Verbänden, Bürgerinitiativen und Umweltorganisationen empfiehlt, dass Deutschland bis spätestens 2038 aus der Kohleverstromung aussteigt. Allerdings soll 2032 geprüft werden, ob dieses Ziel erreichbar ist und ob das Enddatum sogar auf 2035 vorgezogen werden kann.

Darüber hinaus legt die Kommission Etappenziele für den Kohleausstieg fest: Durch Stilllegungen oder Umrüstungen soll der Bestand an Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken im Markt (ohne Reservekapazitäten) bis Ende 2022 auf jeweils 15 GW Erzeugungsleistung gesenkt werden. Gegenüber Ende 2017 entspricht das einem Rückgang um 7,7 GW aus Steinkohle und annähernd 5 GW aus Braunkohle. In den Zahlen enthalten sind Stilllegungen, die zwischenzeitlich stattgefunden haben oder schon angekündigt worden sind. Ebenfalls miterfasst sind Braunkohleblöcke, die Ende 2017 noch nicht in die Sicherheitsbereitschaft überführt worden waren. Im Jahr 2030 sollen dann nur noch Braunkohlekraftwerke mit insgesamt 9 GW und Steinkohlekraftwerke mit insgesamt 8 GW am Markt sein.

Ferner rät die Kommission, die eingesparten CO₂-Mengen im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems zu berücksichtigen, indem das nationale Versteigerungsbudget gekürzt wird. Die für die stillgelegten Kraftwerke nicht mehr benötigten Zertifikate stünden sonst anderen Unternehmen zur Verfügung und würden ihnen zusätzliche Emissionen erlauben. Die Kommission regt an, dass in den Jahren 2023, 2026 und 2029 eine Überprüfung der bis dahin umgesetzten Maßnahmen vorgenommen wird. Dabei sollen u. a. die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit, den Klimaschutz, das Strompreinsniveau und die Strukturentwicklung in den betroffenen Regionen analysiert und nötigenfalls gegensteuernde Maßnahmen in die Wege geleitet werden. Der Politik wird empfohlen, den Stilllegungsfahrplan im Einvernehmen mit den Betreibern umzusetzen und diesen angemessene Entschädigungsleistungen zu gewähren. Betriebsbedingte Kündigungen sowie unangemessene soziale und ökonomische Nachteile für die Beschäftigten sollen verhindert werden, u. a. durch ein staatliches Anpassungsgeld. Die Kommission hält es ferner für wünschenswert, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Im Hinblick auf die Umsiedlungen in den Tagebauregionen werden die Länder aufgefordert, in einen Dialog mit den Betroffenen zu treten, um soziale und wirtschaftliche Härten zu vermeiden.

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

Entscheidung zum Hambacher Forst: Verwaltungsgericht Köln weist Klage des BUND zurück

Das Verwaltungsgericht Köln hat am 12. März 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. Dazu wird es allerdings zunächst nicht kommen, denn am vorläufigen Rodungsstopp, den das Oberverwaltungsgericht (OVG) Münster am 5. Oktober 2018 in einem Eilverfahren verhängt hatte, ändert sich durch das Kölner Urteil nichts. Im nächsten Schritt muss nun das OVG Münster selbst über den naturschutzrechtlichen Status des Hambacher Forstes entscheiden. Außerdem hatte RWE Power erklärt, bis Ende September 2020 auf eine Rodung zu verzichten. Nach den zum Teil gewalttätigen Protesten im Hambacher Forst wollen wir so zur Deeskalation der Lage beitragen.

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 (Strommarkttrichtlinie) 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 CO₂-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 CO₂ je Kilowatt installierte Leistung emittieren. Kohlekraftwerke können daher nicht mit voller Auslastung an einem allgemeinen Kapazitätsmarkt teilnehmen, wohl aber an Reserveregulungen, die nur wenige Betriebsstunden vorsehen. Die deutsche Braunkohle-Sicherheitsbereitschaft ist damit weiterhin zulässig. Die Emissionsobergrenzen sollen für neue Kraftwerke am 1. Januar 2020 wirksam werden. Für Bestandsanlagen gilt eine Übergangsregelung bis Mitte 2025. Bereits existierende Kapazitätsverträge und solche, die im laufenden Jahr abgeschlossen werden, bleiben von den Grenzwerten gänzlich unberührt.

RWE schließt Bau neuer Kohlekraftwerke aus – Projekt „BoAplus“ endgültig vom Tisch

Pläne für ein neues hocheffizientes Braunkohlekraftwerk als Ersatz für emissionsintensivere Altanlagen werden wir nicht weiterverfolgen. Das haben wir Ende April bekannt gegeben. Seit Längerem hatte es Überlegungen gegeben, am Standort Niederaußem einen Braunkohleblock mit optimierter Anlagentechnik (BoAplus) zu errichten. Neue Kohlekraftwerke haben in unserer Strategie aber keinen Platz mehr. RWE bekennt sich zu den europäischen und nationalen Klimaschutzziele. In den vergangenen sechs Jahren hat das Unternehmen seine CO₂-Emissionen bereits um ein Drittel gesenkt.

RWE beendet Steinkohleverstromung am Kraftwerksstandort Werne

Am 29. März 2019 haben wir den mit Steinkohle befeuerten Teil von Kombiblock K des Gersteinwerks in Werne (Westfalen) endgültig vom Netz genommen. Damit wird an dem Standort keine Steinkohle mehr verstromt. Wirtschaftliche Gründe haben uns zu der Stilllegung bewogen: Notwendige Investitionen im Rahmen einer anstehenden Revision hätten sich nicht mehr gelohnt. Der 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. Strom wird im Gersteinwerk weiterhin erzeugt: Neben der erwähnten Vorschaltgasturbine K1 stehen uns dort zwei Erdgas-Kombiblöcke und eine weitere Vorschaltgasturbine zur Verfügung. Diese Anlagen kommen zusammen auf eine Leistung von rund 1.000 MW.

STEAG erwirbt Mehrheitsbeteiligung von RWE am Steinkohlekraftwerk Bergkamen

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

RWE trennt sich von belgischem Heizkraftwerk

Mit dem Verkauf des belgischen Heizkraftwerks Inesco an den britischen Chemiekonzern INEOS konnten wir Ende Februar 2019 eine weitere Desinvestition abschließen. Die 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 haben wir die Zwischenlager für hochradioaktive Abfälle an den Standorten unserer Kernkraftwerke Emsland, Biblis und Gundremmingen an die bundeseigene Gesellschaft für Zwischenlagerung (BGZ) übertragen. Rechtliche Grundlage dafür ist das Ende 2016 verabschiedete Gesetz zur Neuordnung der Verantwortung in der kerntechnischen Entsorgung, mit dem der Staat die Zuständigkeit für die Abwicklung und Finanzierung der Zwischen- und Endlagerung radioaktiver Abfälle übernommen hat. 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. Zum 1. Januar 2019 sind insgesamt elf dezentrale Zwischenlager von den Kernkraftwerksbetreibern an die BGZ übergegangen. Anfang 2020 sollen die Zwischenlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle folgen, darunter zwei am RWE-Standort Biblis.

Britische Regierung lässt weitere Kapazitätsauktion durchführen

Trotz der Aussetzung der Prämienzahlungen für den britischen Kapazitätsmarkt hat Mitte Juni eine Kapazitätsauktion stattgefunden, 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 Kapazitätsszahlung qualifizieren. Diese fiel mit 0,77 £/kW allerdings außergewöhnlich niedrig aus. Für den gleichen Vorhaltezeitraum hatte es bereits Ende 2015 eine Auktion gegeben. Damals haben sich Anlagen mit insgesamt 46,4 GW – darunter 8,0 GW von RWE – für eine Prämie von 18 £/kW qualifiziert. Die neuerliche Auktion, die eigentlich bereits für Anfang 2019 geplant war, diente dem Zweck, verbliebene Kapazitätslücken zu schließen. Da der Vorhaltezeitraum bereits im Oktober beginnt, gab es ein Überangebot an gesicherter Leistung, weil viele Anlagen ohnehin für diese Periode verfügbar sein werden. Von RWE waren die Kleinanlagen Grimsby und Cowes 2 beim Bieterverfahren vertreten, ohne allerdings zum Zuge zu kommen. Wir werden sie dennoch weiterbetreiben.

Die Auktion vom Juni 2019 wird allerdings nur dann wirksam, wenn der britische Kapazitätsmarkt fortgeführt werden kann. Seit Mitte November 2018 befindet er sich in einer Stillhaltephase. Das Gericht der Europäischen Union hatte die von der EU-Kommission im Jahr 2014 erteilte Genehmigung des Fördermechanismus für unwirksam erklärt, da ihr keine eingehende Untersuchung vorausgegangen war. Diese wird nun nachgeholt. Sollte die EU-Kommission dem ursprünglichen britischen Genehmigungsersuchen erneut stattgeben, könnten wieder Kapazitätsprämien gewährt werden. Wir sind zuversichtlich, dass der britische Kapazitätsmarkt in der bisherigen Form fortgeführt werden kann und dass die während der Stillhaltephase eingefrorenen Prämien nachträglich ausbezahlt werden.

Umwandlung der RWE-Vorzugsaktien in Stammaktien abgeschlossen

Mitte des Jahres haben wir die insgesamt 39.000.000 RWE-Vorzugsaktien in stimmberechtigte Stammaktien umgewandelt. Die Transaktion 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. Die für die Umwandlung erforderliche Satzungsänderung wurde am 28. Juni 2019 in das Handelsregister beim Amtsgericht Essen eingetragen. Am gleichen Tag ist nach Handelsschluss die Börsennotierung der Vorzüge eingestellt worden. Anfang Juli haben die Depotbanken die RWE-Vorzugsaktien ihrer Kunden in Stammaktien umgebucht. Durch die Vereinheitlichung der Aktiegattung ist die Zahl der RWE-Stämme auf 614.745.499 Stück gestiegen. Wir sehen darin eine Stärkung unserer Corporate Governance, denn 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.

RWE kündigt Hybridanleihe über 750 Mio. £

Mit Wirkung zum 20. März 2019 haben wir eine Hybridanleihe über 750 Mio. £ gekündigt, ohne sie durch neues Hybridkapital zu ersetzen. Damit trugen wir der soliden Finanzlage von RWE Rechnung. Die Anleihe war sieben Jahre zuvor begeben worden. Sie hatte einen Kupon von 7 % und eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit. Wir haben vom erstmaligen Kündigungsrecht Gebrauch gemacht.

Banken stocken Kreditrahmen von RWE auf 5 Mrd. € auf

Mitte April 2019 haben wir unsere syndizierte Kreditlinie über 3 Mrd. € vor Ende der Laufzeit durch eine neue Vereinbarung über 5 Mrd. € ersetzt. Hintergrund ist die geplante Neuaufstellung des RWE-Konzerns, durch die sich unser operatives Geschäft um die Erneuerbare-Energien-Aktivitäten von E.ON und innogy vergrößern wird. Der erhöhte Kreditrahmen wird uns von einem Konsortium aus 27 internationalen Banken gewährt. Er 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; hier ist keine Zustimmung der Banken erforderlich. Syndizierte Kreditlinien dienen uns zur Sicherung der Liquidität. Bislang mussten wir sie nicht in Anspruch nehmen.

RWE schüttet 0,70 € je Aktie für das Geschäftsjahr 2018 aus

Die Hauptversammlung der RWE AG vom 3. Mai 2019 hat dem Dividendenvorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat für das Geschäftsjahr 2018 zugestimmt. Dementsprechend haben wir am 8. Mai 0,70 € je Stamm- und Vorzugsaktie ausgeschüttet. Für das Geschäftsjahr 2019 strebt der Vorstand eine Dividende von 0,80 € an.

innogy zahlt Dividende von 1,40 € je Aktie

Die Hauptversammlung der innogy SE vom 30. April 2019 hat für das vergangene Geschäftsjahr eine Dividende von 1,40 € je Aktie beschlossen. Bezogen auf das bereinigte Nettoergebnis in Höhe von 1.026 Mio. €, das unsere Tochter 2018 erzielt hatte, betrug die Ausschüttungsquote 76 %.

Nach Ablauf des Berichtszeitraums

Niederländisches Parlament beschließt Kohleausstieg bis 2030

Anfang Juli hat das niederländische Parlament einem Gesetzentwurf zugestimmt, der einen Ausstieg aus der Kohleverstromung in der kommenden Dekade vorsieht. Nun muss noch der Senat grünes Licht geben, was voraussichtlich nach der Sommerpause geschehen wird. Nach dem Gesetzentwurf darf in Kraftwerken aus den 1990er-Jahren spätestens ab 2025 keine Steinkohle mehr eingesetzt werden. Für Anlagen jüngeren Baudatums soll das Verbot ab 2030 gelten. Ausgleichszahlungen an die betroffenen Energieversorger sind im Gesetzentwurf nicht vorgesehen. Derzeit werden in den Niederlanden noch fünf Steinkohlekraftwerke betrieben. Zwei davon gehören uns: Amer 9 und Eemshaven. Die erstgenannte Anlage mit 631 MW Nettoleistung müsste nach dem Gesetzentwurf Ende 2024 die Kohleverstromung einstellen; für das Kraftwerk Eemshaven mit 1.554 MW wäre dies Ende 2029 der Fall. Die Anlagen könnten dann allenfalls noch mit anderen Brennstoffen weiterbetrieben werden. Derzeit rüsten wir sie für die Beifeuerung von Biomasse um. Dafür erhalten wir Fördermittel, mit denen wir die Investitionsausgaben und den Mehraufwand bei der Brennstoffbeschaffung finanzieren. Eine Umrüstung auf 100-prozentige Biomassenutzung wäre mit erheblichen Zusatzbelastungen verbunden. Im Dialog mit der Politik treten wir für einen Ausgleich unserer finanziellen Nachteile aus dem geplanten Kohleausstieg ein und werden nötigenfalls auch rechtliche Schritte einleiten.

Vorzeitige Stilllegung des Steinkohlekraftwerks Aberthaw B beschlossen

RWE wird das Steinkohlekraftwerk Aberthaw B in Wales mit 1.560 MW Nettoleistung vorzeitig schließen. Das hat das Management Ende Juli beschlossen. Die Anlage soll Ende März 2020 vom Netz gehen. Die noch bis Ende September 2021 bestehenden Verpflichtungen des Kraftwerks im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes werden auf Dritte und – in geringerem Umfang – auf andere Einheiten der RWE-Kraftwerksflotte übertragen. Die durch den Kapazitätsmarkt garantierte verfügbare Erzeugungsleistung bleibt somit unverändert. Das Kraftwerk Aberthaw ist 1971 in Betrieb gegangen und hat somit fast ein halbes Jahrhundert zur sicheren Energieversorgung im Vereinigten Königreich beigetragen. Mit seiner Schließung endet die Kohleverstromung von RWE in Großbritannien – fünf Jahre vor dem offiziellen Ausstiegsdatum des Landes. Damit machen wir einen weiteren Schritt zur Umsetzung unserer Klimaschutzstrategie.

ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

Konzernstruktur mit vier Segmenten

In unserer derzeitigen Finanzberichterstattung untergliedern wir den RWE-Konzern in vier Segmente: (1) Braunkohle & Kernenergie, (2) Europäische Stromerzeugung, (3) Energiehandel und (4) fortgeführte innogy-Aktivitäten. Letztere umfassen jene Geschäftsteile von innogy, die nach Abschluss des Tauschgeschäfts mit E.ON bei RWE verbleiben werden. Die einzelnen Segmente bestehen aus den folgenden Geschäftsaktivitäten und Beteiligungen:

- Braunkohle & Kernenergie: Hier berichten wir über unsere deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft sowie unsere Braunkohleförderung im Rheinland. Diese Aktivitäten werden von unserer Tochtergesellschaft RWE Power gesteuert. Unter Braunkohle & Kernenergie berücksichtigen wir ferner unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30 %) und an der deutschen URANIT (50 %), die mit 33 % an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Zu dem Segment gehörte auch unsere 51 %-Beteiligung am ungarischen Braunkohleverstromer Mátra, die wir im März 2018 veräußert haben.
- Europäische Stromerzeugung: Dieses Segment umfasst unsere Stromerzeugung aus Gas, Steinkohle und Biomasse, deren regionaler Fokus auf Deutschland, Großbritannien und Benelux liegt. Ebenso 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 verantwortet.
- Energiehandel: Hier stellen wir das Geschäft von RWE Supply & Trading dar, die auf den Eigenhandel mit Commodities spezialisiert ist. Darüber hinaus fungiert die Gesellschaft als Zwischenhändler für Gas, beliefert Großkunden mit Energie und tätigt kurz- bis mittelfristige Investitionen in Energieanlagen oder Energieunternehmen, bei denen sich durch wertsteigernde Maßnahmen und anschließende Weiterveräußerung attraktive Renditen erzielen lassen (Principal Investments). Zu den Aufgaben von RWE Supply & Trading gehört auch die Vermarktung des von RWE erzeugten Stroms 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 Geschäft mit den erneuerbaren Energien. Unsere Tochter innogy zählt hier zu den international führenden Unternehmen. Sie betreibt Erzeugungsanlagen in Deutschland, Großbritannien und weiteren Ländern Europas, will sich aber auch in neuen Märkten wie USA und Australien etablieren. Bei den Energiequellen liegt der Schwerpunkt auf Windkraft an Land (onshore) und im Meer (offshore), gefolgt von Wasserkraft und Photovoltaik. Nach der Übernahme unserer Tochter wird uns E.ON das Erneuerbare-Energien-Geschäft zurückgeben. Es geht dann in unsere operative Verantwortung über. Gleiches gilt für die Gasspeicher von innogy, die in Deutschland und Tschechien angesiedelt sind. Auch die von innogy gehaltene 37,9 %-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag wird in den RWE-Konzern zurückübertragen und ist somit Teil dieses Segments.

Gesellschaften mit segmentübergreifenden Aufgaben wie die Konzernholding RWE AG weisen wir unter „Sonstige, Konsolidierung“ aus. Die Position enthält außerdem unseren 25,1 %-Anteil am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion sowie Konsolidierungseffekte.

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. Diese müssen nun grundsätzlich in der Bilanz erfasst werden, es sei denn, sie sind kurzfristig (bis zwölf Monate) oder beziehen sich auf geringwertige Güter. Der Leasingnehmer hat für die geleaste Vermögenswerte ein Nutzungsrecht zu aktivieren und eine entsprechende Verbindlichkeit in Höhe des Barwertes der künftigen Leasingzahlungen zu passivieren. Nähere Erläuterungen dazu finden Sie im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 107. Die geänderte Vorgehensweise führt zu einer Erhöhung der Bilanzsumme und der Nettoschulden. In der Gewinn- und Verlustrechnung steigen die Abschreibungen, das Finanzergebnis sinkt; diesen Effekten stehen etwa gleich große Entlastungen beim bereinigten EBITDA gegenüber, sodass das Nettoergebnis nahezu unbeeinflusst bleibt. Auf eine Anpassung der Vorjahreszahlen haben wir verzichtet.

Zukunftsbezogene Aussagen

Der vorliegende Zwischenbericht 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.

GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromerzeugung Januar – Juni	Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Sonstige		Gesamt	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
in Mrd. kWh														
Braunkohle & Kernenergie	–	–	24,7	34,6	–	–	9,2	9,9	–	–	0,1	–	34,0	44,5
Europäische Stromerzeugung	24,7	23,2	–	–	8,2	13,5	–	–	0,9	0,6	0,9	1,3	34,7	38,6
Davon:														
Deutschland ¹	3,0	2,0	–	–	2,5	6,0	–	–	0,1	0,4	0,9	1,3	6,5	9,7
Großbritannien	18,0	17,2	–	–	0,4	0,4	–	–	0,2	0,2	–	–	18,6	17,8
Niederlande/Belgien	2,9	2,8	–	–	5,3	7,1	–	–	0,6	–	–	–	8,8	9,9
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	–	–	–	–	–	–	–	–	5,0	4,8	–	–	5,0	4,8
RWE-Konzern	24,7	23,2	24,7	34,6	8,2	13,5	9,2	9,9	5,9	5,4	1,0	1,3	73,7	87,9

¹ Inklusive Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht im RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Im ersten Halbjahr 2019 waren dies 1,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 3,0 Mrd. kWh).

Deutlicher Rückgang der Kohleverstromung

Im ersten Halbjahr 2019 hat der RWE-Konzern 73,7 Mrd. kWh Strom erzeugt, 16 % weniger als im Vorjahreszeitraum. Den deutlichsten Rückgang verzeichneten wir bei der Braunkohle (–9,9 TWh). Eine Rolle spielte dabei, dass die Erzeugungsanlagen markt- und revisionsbedingt weniger am Netz waren. Daneben machten sich Beschränkungen der Braunkohleförderung bemerkbar, die sich aus dem vorläufigen Rodungsstopp im Hambacher Forst ergaben. Hinzu kam, dass wir am 30. September 2018 die beiden Braunkohleblöcke Niederaußem E und F (295 bzw. 299 MW) außer Betrieb genommen und in die gesetzliche Sicherheitsbereitschaft überführt haben. Außerdem enthielt die Erzeugung des Vorjahres noch Mengen der im März 2018 verkauften Mátra in Ungarn. Stark gesunken ist auch die Stromproduktion aus Steinkohle (–5,3 TWh), wobei ebenfalls ungünstige Marktverhältnisse und revisionsbedingte Kraftwerksstillstände zum Tragen kamen. Weitere Mengeneinbußen ergaben sich dadurch, dass wir unsere Mehrheitsbeteiligung am Kraftwerk Bergkamen veräußert und die Kohleverstromung im Gersteinwerk in Werne eingestellt haben (siehe Seite 7). Bei der Kernenergie (–0,7 TWh) führten Betriebsunterbrechungen für Revisionsarbeiten zu einem Rückgang der Produktion. Gestiegen ist dagegen die Stromerzeugung der Gaskraftwerke (+1,5 TWh), die von günstigeren Marktbedingungen profitierten. Ein Plus verzeichneten wir auch bei den erneuerbaren Energien (+0,5 TWh). Ausschlaggebend dafür war, dass wir im niederländischen Steinkohlekraftwerk Amer 9 mit der Beifeuerung von Biomasse begonnen haben, dass innogy neue Windkraftanlagen in Betrieb genommen hat und dass die bestehenden Kapazitäten unserer Tochter zum Teil wetterbedingt besser ausgelastet waren als 2018.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtszeitraum lagen diese Bezüge bei 23,0 Mrd. kWh (Vorjahr: 24,2 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 96,7 Mrd. kWh (Vorjahr: 112,1 Mrd. kWh).

Stromabsatz 14 % unter Vorjahr – Gasabsatz um 13 % gestiegen

Der Stromabsatz des RWE-Konzerns belief sich im Berichtszeitraum auf 92,9 Mrd. kWh und der Gasabsatz auf 40,1 Mrd. kWh. Die Mengen sind größtenteils dem Segment Energiehandel zuzuordnen. Beim Strom verzeichneten wir einen Rückgang um 14 %, der maßgeblich darauf beruht, dass unsere Erzeugung gesunken ist und RWE Supply & Trading deshalb weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt abgesetzt hat. Die Gaslieferungen sind dagegen um 13 % gestiegen. Ein Grund dafür war, dass RWE Supply & Trading ihr Geschäft mit Großkunden ausbauen konnte.

Außenumsatz¹ in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	502	551	-49	1.132
Europäische Stromerzeugung	376	531	-155	925
Energiehandel	5.421	5.061	360	10.100
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	659	531	128	1.124
Sonstige, Konsolidierung	7	13	-6	17
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	6.965	6.687	278	13.298
Erdgas-/Stromsteuer	75	69	6	141
RWE-Konzern	7.040	6.756	284	13.439

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften

Außenumsatz nach Produkten¹ in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Stromerlöse	5.481	5.043	438	10.090
Davon:				
Braunkohle & Kernenergie	145	158	-13	303
Europäische Stromerzeugung	266	266	-	542
Energiehandel	4.551	4.214	337	8.447
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	518	405	113	799
Gaserlöse	831	770	61	1.565
Davon:				
Energiehandel	797	738	59	1.502
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	24	24	-	47
Sonstige Erlöse	653	874	-221	1.643
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	6.965	6.687	278	13.298

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte, im Wesentlichen wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsätzen aus Derivatgeschäften. Wegen Geringfügigkeit nicht gesondert ausgewiesen sind Stromerlöse unter „Sonstige, Konsolidierung“ und Gaserlöse im Segment Europäische Stromerzeugung.

Außenumsatz um 4 % höher als 2018

Der Außenumsatz des RWE-Konzerns ist um 4 % auf 6.965 Mio. € angestiegen (ohne Erdgas- und Stromsteuer). Mit unserem Hauptprodukt Strom erwirtschafteten wir Erlöse von 5.481 Mio. €, was einem Plus von 9 % entspricht. Hintergrund ist, dass RWE Supply & Trading bei Stromverkäufen am Großhandelsmarkt und im Direktgeschäft mit Industriekunden höhere Preise realisiert hat, während der gesunkene Großhandelsabsatz gegenläufig wirkte. Unser Gasumsatz hat sich um 8 % auf 831 Mio. € erhöht und spiegelte damit die positive Entwicklung bei den Gasliefermengen wider.

Innenumsatz in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	1.056	1.177	-121	2.340
Europäische Stromerzeugung	1.745	1.763	-18	3.768
Energiehandel	2.035	2.119	-84	3.434
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	135	191	-56	386

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	172	167	5	356
Europäische Stromerzeugung	99	196	-97	334
Energiehandel	434	101	333	183
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	461	368	93	699
Sonstige, Konsolidierung	-36	-7	-29	-34
RWE-Konzern	1.130	825	305	1.538

Bereinigtes EBITDA 37 % über Vorjahr

Unser bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) belief sich auf 1.130 Mio. €. Damit lagen wir um 305 Mio. € bzw. 37% über dem Vergleichswert des Vorjahres. Den Ausschlag dafür gab, dass wir im Handelsgeschäft außergewöhnlich erfolgreich waren. Da wir davon ausgehen, auch im Gesamtjahr eine starke Handelsperformance zu erzielen, passen wir unsere Prognose zum Konzernergebnis 2019 nach oben an. Unser bisheriger Ausblick auf 2019, den wir im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 83 f. veröffentlicht haben, sah ein bereinigtes EBITDA in Höhe von 1,4 bis 1,7 Mrd. € vor. Nun rechnen wir mit einem Korridor von 1,6 bis 1,9 Mrd. €.

Auf Ebene der Segmente zeigte sich im ersten Halbjahr die folgende Ergebnisentwicklung:

- **Braunkohle & Kernenergie:** Das bereinigte EBITDA ist hier um 5 Mio. € auf 172 Mio. € gestiegen. Positiven Einfluss hatte, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen etwas höheren Großhandelspreis erzielt haben als 2018. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Gegenläufig wirkten Produktionseinbußen infolge wartungsbedingter Kraftwerksstillstände und des vorläufigen Rodungsstopps im Hambacher Forst.
- **Europäische Stromerzeugung:** In diesem Segment hat sich das bereinigte EBITDA um 97 Mio. € auf 99 Mio. € verringert, u. a. wegen der gesunkenen Stromproduktion aus Steinkohle. Rückläufig waren auch die Erträge, die wir mit der kommerziellen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes erzielen konnten. Außerdem haben wir keine Kapazitätsprämien für unsere britischen Kraftwerke mehr erhalten. Grund dafür ist, dass die von der EU-Kommission erteilte Genehmigung für den Kapazitätsmarkt Ende 2018 vom Gericht der Europäischen Union für unwirksam erklärt worden ist und bis zum Abschluss eines erneuten Genehmigungsverfahrens keine Zahlungen an die Kraftwerksbetreiber geleistet werden dürfen. Im Vorjahreszeitraum waren uns noch Prämien in Höhe von 33 Mio. € gewährt worden. Unser Ausblick zum Ganzjahresergebnis des Segments, den wir im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 83 f. veröffentlicht haben, hat trotz des bislang enttäuschenden Geschäftsverlaufs Bestand. Allerdings dürfte das bereinigte EBITDA am unteren Ende der prognostizierten Bandbreite von 250 bis 350 Mio. € liegen.
- **Energiehandel:** Das bereinigte EBITDA lag hier bei 434 Mio. € und damit weit über dem Vorjahreswert (101 Mio. €). Maßgeblich dafür war die bereits erwähnte außergewöhnlich gute Handelsperformance. Auch das Gasgeschäft lieferte einen hohen Ergebnisbeitrag. Außerdem entfiel eine Belastung aus dem Vorjahr, die sich aus einer Wertberichtigung auf eine Beteiligung ergeben hatte. Angesichts dieser sehr erfreulichen Entwicklung können wir unsere Prognose zum Gesamtjahresergebnis des Segments nach oben anpassen. Ursprünglich hatten wir mit einem bereinigten EBITDA von 100 bis 300 Mio. € gerechnet. Nun erwarten wir einen Wert deutlich über 300 Mio. €.

- Fortgeführte innogy-Aktivitäten: Das bereinigte EBITDA des bei RWE verbleibenden innogy-Geschäfts erhöhte sich um 93 Mio. € auf 461 Mio. €. Eine Rolle spielte dabei, dass die Windparks von innogy wegen günstiger Wetterverhältnisse insgesamt besser ausgelastet waren als 2018. Erneuerbare-Energien-Anlagen, die nicht mit festen Einspeisevergütungen gefördert werden, profitierten zudem von gestiegenen Notierungen im Stromgroßhandel. Auch der fortgesetzte Ausbau der Windkraftkapazitäten von innogy schlug sich positiv im Ergebnis nieder.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	10	33	-23	77
Europäische Stromerzeugung	-55	49	-104	37
Energiehandel	429	99	330	177
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	270	198	72	349
Sonstige, Konsolidierung	-37	6	-43	-21
RWE-Konzern	617	385	232	619

Das bereinigte EBIT belief sich auf 617 Mio. €. Damit lag es um 232 Mio. € bzw. 60% über dem Vergleichswert für 2018. Vom bereinigten EBITDA unterscheidet es sich durch die betrieblichen Abschreibungen, die im Berichtszeitraum bei 513 Mio. € lagen (Vorjahr: 440 Mio. €).

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Veräußerungsergebnis	21	-25	46	-25
Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten ¹	-431	-88	-343	-146
Sonstige	-42	-20	-22	10
Neutrales Ergebnis	-452	-133	-319	-161

¹ Geänderte Positionsbezeichnung (vorher: Ergebniseffekte aus Derivaten)

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Effekte erfassen, hat sich um 319 Mio. € auf -452 Mio. € verschlechtert. Hauptgrund dafür sind temporäre Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten. Solche Effekte 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. Außerdem handelt es sich um vorübergehende Belastungen bei eingespeichertem Gas, das bereits auf Termin verkauft ist, aber mit den niedrigen Spotpreisen zum Bilanzstichtag bewertet werden musste. Leicht verbessert hat sich das Ergebnis aus der Veräußerung von Beteiligungen und Vermögenswerten. Im Berichtszeitraum erzielten wir Buchgewinne von 21 Mio. €, die u. a. aus dem Verkauf des belgischen Gaskraftwerks Inesco stammten (siehe Seite 8). Im Vorjahr hatten wir noch ein negatives Veräußerungsergebnis ausgewiesen (-25 Mio. €), was im Wesentlichen auf die Entkonsolidierung unserer 51 %-Beteiligung am ungarischen Braunkohleverstromer Mátra zurückzuführen war.

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Zinserträge	91	88	3	166
Zinsaufwendungen	-119	-89	-30	-180
Zinsergebnis	-28	-1	-27	-14
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-213	-105	-108	-264
Übriges Finanzergebnis	9	-78	87	-131
Finanzergebnis	-232	-184	-48	-409

Unser Finanzergebnis hat sich um 48 Mio. € auf -232 Mio. € verschlechtert, vor allem weil die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen stark angestiegen sind. Hauptgrund dafür war, dass sich der Diskontierungssatz zur Berechnung der Kernenergie Rückstellungen wegen der jüngsten Marktzinsentwicklung verringert hat. Die dadurch verursachte Anhebung der Verpflichtungsbarwerte wurde zum Teil als Aufwand in den Zinsanteilen berücksichtigt. Auch erhöhte Zinsaufwendungen trugen zum Rückgang des Finanzergebnisses bei. Positiv wirkte, dass wir mit unserem Wertpapier-Portfolio Kursgewinne erzielt haben, nachdem im Vorjahr Kursverluste angefallen waren. Dies führte zu einer deutlichen Verbesserung beim „übrigen Finanzergebnis“.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.130	825	305	1.538
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-513	-440	-73	-919
Bereinigtes EBIT	Mio. €	617	385	232	619
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-452	-133	-319	-161
Finanzergebnis	Mio. €	-232	-184	-48	-409
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	-67	68	-135	49
Ertragsteuern	Mio. €	151	-86	237	-103
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	84	-18	102	-54
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	1.311	539	772	1.127
Ergebnis	Mio. €	1.395	521	874	1.073
Davon:					
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	550	329	221	679
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	15	30	-15	59
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	830	162	668	335
Ergebnis je Aktie	€	1,35	0,26	1,09	0,54
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Durchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-	614,7

Aufgrund der genannten Entwicklungen weisen wir für unsere fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis vor Steuern von -67 Mio. € aus (Vorjahr: 68 Mio. €). Damit ging ein Steuerertrag von 151 Mio. € einher. Dieser Wert ist wesentlich höher, als bei der (theoretischen) Normalsteuerquote zu erwarten gewesen wäre. Eine Rolle spielte dabei, dass wir unsere steuerliche Risikovorsorge reduziert haben. Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von 84 Mio. € (Vorjahr: -18 Mio. €).

Der Ergebnisbeitrag der nicht fortgeführten Aktivitäten liegt mit 1.311 Mio. € deutlich über dem Vorjahreswert (539 Mio. €). Das ergibt sich zum großen Teil aus den IFRS-Rechnungslegungsvorschriften: Danach dürfen wir bei den nicht fortgeführten Aktivitäten seit Beginn ihres gesonderten Ausweises zum 30. Juni 2018 keine Abschreibungen mehr berücksichtigen. Im Vorjahresergebnis waren dagegen noch Abschreibungen enthalten.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich um 221 Mio. € auf 550 Mio. € erhöht. Dabei wirkte sich aus, dass wir für die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten im RWE-Konzernabschluss ein deutlich höheres Ergebnis ausweisen. Dementsprechend sind auch die Ergebnisanteile gestiegen, die den mit insgesamt 23,2 % beteiligten Minderheitsaktionären unserer Tochtergesellschaft zuzurechnen sind.

Die Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber von RWE beliefen sich auf 15 Mio. € (Vorjahr: 30 Mio. €). Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten für unsere Hybridanleihe über 750 Mio. £, die wir zum 20. März 2019 abgelöst haben (siehe Seite 9). 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.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns lag mit 830 Mio. € weit über dem Vorjahreswert (162 Mio. €). Bei 614,7 Mio. ausstehenden RWE-Aktien betrug das Ergebnis je Aktie 1,35 € (Vorjahr: 0,26 €).

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	160	105	55	230
Europäische Stromerzeugung	122	67	55	245
Energiehandel	4	5	-1	13
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	366	103	263	592
Sonstige, Konsolidierung	-	-	-	-1
RWE-Konzern	652	280	372	1.079

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Braunkohle & Kernenergie	-	-	-	-
Europäische Stromerzeugung	2	2	-	4
Energiehandel	-	34	-34	37
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	19	65	-46	141
Sonstige, Konsolidierung	1	-1	2	-1
RWE-Konzern	22	100	-78	181

Investitionen um 77 % höher als 2018

Im ersten Halbjahr 2019 hat RWE Investitionen in Höhe von 674 Mio. € getätigt. Gegenüber 2018 ist das ein Plus von 294 Mio. € bzw. 77 %. Für Sachanlagen setzten wir 652 Mio. € ein – mehr als doppelt so viel wie im Vorjahreszeitraum. Der deutliche Anstieg ist u. a. auf den Bau des britischen Offshore-Windparks Triton Knoll und des australischen Solarkraftwerks Limondale zurückzuführen. Nähere Informationen über die beiden Großprojekte finden Sie im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 38. Zusätzliche Ausgaben fielen auch für die Instandhaltung von Kraftwerken an. Außerdem machte sich die Erstanwendung von IFRS 16 bemerkbar: Sie hatte zur Folge, dass Nutzungsrechte für geleaste Vermögenswerte aktiviert wurden. Unsere Investitionen in Finanzanlagen schlugen dagegen mit 22 Mio. € kaum zu Buche. Im Vorjahr hatten sie noch bei 100 Mio. € gelegen, vor allem wegen des Erwerbs von Onshore-Windkraftprojekten in den USA.

Kapitalflussrechnung ¹ in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018	+/-	Jan – Dez 2018
Funds from Operations	-268	70	-338	138
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-868	1.841	-2.709	4.473
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.136	1.911	-3.047	4.611
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	1.558	-1.287	2.845	-2.999
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-615	-957	342	-1.559
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	8	23	-15	13
Veränderung der flüssigen Mittel	-185	-310	125	66
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.136	1.911	-3.047	4.611
Abzüglich Investitionen ²	-560	-390	-170	-1.246
Zuzüglich Desinvestitionen/Anlagenabgänge ²	49	34	15	74
Free Cash Flow	-1.647	1.555	-3.202	3.439

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

Mit unseren fortgeführten Aktivitäten haben wir einen Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit von -1.136 Mio. € erzielt. Damit lagen wir deutlich unter dem Vorjahreswert (1.911 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 unserer fortgeführten Aktivitäten erbrachte einen Mittelzufluss von 1.558 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren Einnahmen aus Wertpapierverkäufen, während die bereits dargestellten Investitionen in Sach- und Finanzanlagen gegenläufig wirkten. Im Vorjahreszeitraum waren 1.287 Mio. € abgeflossen, u. a. weil wir umfangreiche Wertpapierkäufe getätigt haben.

Durch die Finanzierungstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten sind per saldo 615 Mio. € abgeflossen (Vorjahr: 957 Mio. €). Im Berichtszeitraum haben wir Finanzschulden in Höhe von 6.516 Mio. € aufgenommen und in Höhe von 5.723 Mio. € abgelöst. Hinzu kam die Tilgung der Hybridanleihe über 750 Mio. £ (siehe Seite 9), die in der Kapitalflussrechnung mit -869 Mio. € zu Buche schlug. Ausschüttungen an RWE-Aktionäre, Hybridkapitalgeber und Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften führten zu einem Mittelabfluss von insgesamt 531 Mio. €.

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit hat sich unser Liquiditätsbestand um 185 Mio. € verringert.

Unser Free Cash Flow war vom operativen Mittelabfluss und von der verstärkten Investitionstätigkeit geprägt. Er betrug -1.647 Mio. € und war damit wesentlich niedriger als 2018 (1.555 Mio. €).

Nettoschulden in Mio. €	30.06.2019	31.12.2018	+/-
Flüssige Mittel	3.265	3.523	-258
Wertpapiere	2.656	3.863	-1.207
Sonstiges Finanzvermögen	2.614	2.809	-195
Finanzvermögen	8.535	10.195	-1.660
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	3.318	1.657	1.661
Währungskurssicherung von Anleihen	11	12	-1
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.404	1.107	297
Finanzverbindlichkeiten	4.733	2.776	1.957
Nettofinanzvermögen	3.802	7.419	-3.617
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.540	3.287	253
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	-137	-213	76
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.055	5.944	111
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.545	2.516	29
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	389	362	27
Korrektur Hybridkapital	-555	-88	-467
Zuzüglich 50 % des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-	470	-470
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-555	-558	3
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	8.035	4.389	3.646
Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten	18.798	14.950	3.848
Nettoschulden	26.833	19.339	7.494

Nettoschulden: Deutlicher Anstieg wegen operativem Mittelabfluss und Erstanwendung von IFRS 16

Die Nettoschulden beliefen sich zum 30. Juni 2019 auf 26,8 Mrd. €. Gegenüber Ende 2018 haben sie sich um 7,5 Mrd. € erhöht.

Die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten sind um 3,6 Mrd. € auf 8,0 Mrd. € gestiegen, u. a. wegen des negativen operativen Cash Flows. Unser auf Seite 5 erläutertes Erwerb der innogy-Beteiligung an IGH schlug mit 1,8 Mrd. € zu Buche, wirkte auf Konzernebene aber neutral, da er bei den nicht fortgeführten Aktivitäten zu einem entsprechenden Mittelzufluss führte. Die Erstanwendung des Rechnungslegungsstandards IFRS 16 erhöhte die Nettoschulden der fortgeführten Aktivitäten um 0,4 Mrd. €. Daneben stiegen die Pensions- und die Kernenergie Rückstellungen um 0,3 Mrd. € bzw. 0,1 Mrd. €, was sich im Wesentlichen aus marktbedingten Absenkungen der Diskontierungssätze ergab. Die Rückzahlung der Hybridanleihe über 750 Mio. £ erhöhte die Verschuldung um 0,4 Mrd. €. Hintergrund ist, dass Hybridkapital bei der Berechnung der Nettoschulden zur Hälfte als Eigenkapital eingestuft wird. 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 Tochter im Vorfeld des Börsengangs 2016 mit uns getroffen hatte (siehe Geschäftsbericht 2016, Seite 52).

Die Nettoschulden der nicht fortgeführten Aktivitäten lagen mit 18,8 Mrd. € um 3,8 Mrd. € über dem Stand vom Jahresende 2018. Die Erstanwendung von IFRS 16 kam hier mit 1,9 Mrd. € zum Tragen. Weitere Ursachen waren ein saisonal bedingt negativer operativer Cash Flow von -0,6 Mrd. €, ein Anstieg der Pensionsrückstellungen um 0,6 Mrd. € und die erwähnte Darlehensrückzahlung an die RWE AG, während die Einnahmen aus dem IGH-Verkauf das Finanzvermögen erhöhten.

Konzernbilanzstruktur	30.06.2019		31.12.2018	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	19.267	23,4	18.595	23,2
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	2.179	2,6	2.193	2,7
Sachanlagen	13.017	15,8	12.409	15,5
Kurzfristiges Vermögen	63.229	76,6	61.513	76,8
Davon:				
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.516	1,8	1.963	2,5
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	11.970	14,5	10.291	12,8
Wertpapiere	2.394	2,9	3.609	4,5
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	42.849	51,9	40.496	50,6
Gesamt	82.496	100,0	80.108	100,0
Passiva				
Eigenkapital	12.145	14,7	14.257	17,8
Langfristige Schulden	19.911	24,1	20.007	25,0
Davon:				
Rückstellungen	15.527	18,8	15.863	19,8
Finanzverbindlichkeiten	2.533	3,1	1.998	2,5
Kurzfristige Schulden	50.440	61,2	45.844	57,2
Davon:				
Rückstellungen	2.263	2,7	2.615	3,3
Finanzverbindlichkeiten	2.188	2,7	766	1,0
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.303	2,8	2.429	3,0
Übrige Verbindlichkeiten	9.163	11,2	7.238	9,0
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	34.523	41,8	32.796	40,9
Gesamt	82.496	100,0	80.108	100,0

Eigenkapitalquote: Rückgang auf 14,7 %

Zum Abschlussstichtag weisen wir eine Bilanzsumme von 82,5 Mrd. € aus. Die nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten sind in diesem Wert enthalten. Wir haben sie in den Positionen „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ (42,8 Mrd. €) und „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“ (34,5 Mrd. €) gesondert erfasst. Diese beiden Positionen haben sich gegenüber Ende 2018 um 2,4 bzw. 1,7 Mrd. € erhöht. Das trug maßgeblich dazu bei, dass unsere Bilanzsumme um 2,4 Mrd. € gestiegen ist. Bei unseren fortgeführten Aktivitäten ergaben sich folgende wesentliche Veränderungen: Auf der Aktivseite der Bilanz erhöhten sich die kurzfristigen „Forderungen und sonstigen Vermögenswerte“ um 1,7 Mrd. €, was hauptsächlich auf Wertzuwächsen bei Commodity-Derivaten beruhte. Dem stand ein Rückgang unserer Wertpapierbestände um 1,2 Mrd. € gegenüber. Auf der Passivseite sind die kurzfristigen Finanzverbindlichkeiten um 1,4 Mrd. € gestiegen. Hintergrund ist, dass wir in großem Umfang Commercial Paper begeben haben. Die kurzfristigen „übrigen Verbindlichkeiten“ lagen um 1,9 Mrd. € über dem Niveau vom Vorjahresende, vor allem wegen stark erhöhter Verbindlichkeiten aus Commodity-Derivaten. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns ist dagegen um 2,1 Mrd. € auf 12,1 Mrd. € gesunken. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) hat sich um 3,1 Prozentpunkte auf 14,7 % verringert.

Mitarbeiter¹	30.06.2019	31.12.2018	+/-
Braunkohle & Kernenergie	11.258	11.292	-34
Europäische Stromerzeugung	2.794	2.738	56
Energiehandel	1.299	1.267	32
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	2.259	2.192	67
Sonstige ²	280	259	21
RWE-Konzern	17.890	17.748	142

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

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

Personalbestand nahezu unverändert

Zum 30. Juni 2019 beschäftigte der RWE-Konzern mit seinen fortgeführten Aktivitäten 17.890 Mitarbeiter, davon 14.893 an deutschen und 2.997 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber Ende 2018 hat sich der Personalbestand nur unwesentlich verändert: Per saldo sind 142 Mitarbeiter hinzugekommen, u. a. durch den Ausbau der Offshore-Windkraftkapazitäten von innogy.

ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Gesamteinschätzung der Risiken und Chancen

Über den Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten, die wesentlichen Risiken und Chancen sowie unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung von Risiken informieren wir im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 73 ff. Diese Darstellung gibt unseren Kenntnisstand vom Februar 2019 wieder. Unsere Einschätzung der Risiken und Chancen hat sich seither nicht wesentlich verändert. Nach wie vor bewerten wir zwei Klassen von Risiken als hoch: die „regulatorischen und politischen Risiken“ und die „sonstigen Risiken“.

- **Regulatorische und politische Risiken:** Die Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung hängen in hohem Maße davon ab, welche Schritte die Politik unternimmt, um die Treibhausgasemissionen im Energiesektor weiter zu senken. Wie auf Seite 5 f. dargelegt, hat die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ ein Konzept für einen Kohleausstieg in Deutschland bis 2038 vorgelegt, den die Bundesregierung nun gesetzlich verankern will. Positiv werten wir, dass die Stilllegungen im Einvernehmen mit den Betreibern und gegen angemessene Entschädigungsleistungen vorgenommen werden sollen. Die Gespräche, die wir derzeit mit der Bundesregierung darüber führen, bestärken uns im Vertrauen auf eine konstruktive und faire Lösung. Etwas schwieriger stellt sich die Situation in den Niederlanden dar, wo das Parlament Anfang Juli 2019 erwartungsgemäß einem Gesetzentwurf zum Kohleausstieg bis 2030 zugestimmt hat. Demnach dürfen wir im Kraftwerk Amer 9 ab 2025 und im Kraftwerk Eemshaven ab 2030 keine Steinkohle mehr einsetzen. Die Anlagen müssten dann stillgelegt oder für die ausschließliche Nutzung anderer Brennstoffe (z. B. Biomasse) umgerüstet werden. Kompensationen für die damit verbundenen finanziellen Belastungen sind im Gesetz nicht vorgesehen. Dadurch drohen uns erhebliche wirtschaftliche Nachteile. Sollte das Gesetz nach Zustimmung des Senats unverändert in Kraft treten, werden wir sehr wahrscheinlich den Rechtsweg beschreiten, um auf angemessene Entschädigungen hinzuwirken.
- **Sonstige Risiken:** In dieser Risikoklasse erfassen wir u. a. die Möglichkeit, dass geplante Akquisitionen oder Desinvestitionen nicht zustande kommen. Unser Hauptaugenmerk liegt dabei auf dem Tauschgeschäft mit E.ON. Das Schadenspotenzial bei einem Scheitern der Transaktion ist erheblich. Allerdings halten wir es für sehr unwahrscheinlich, dass dieser Fall eintritt. Der Fortgang des Genehmigungsverfahrens seit Februar 2019 und die zwischenzeitlich erhaltenen Freigaben bestärken uns in der Erwartung, dass wir den Tausch schon bald erfolgreich abschließen werden.

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

Aktuelle Risikokennzahlen

Risiken aus kurzfristigen Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken steuern und überwachen wir u. a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR). Der VaR gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit in einem gegebenen Zeithorizont nicht überschreitet. Den VaR-Werten im RWE-Konzern liegt grundsätzlich ein Konfidenzniveau von 95 % zugrunde; für die Positionen wird eine Haltedauer von einem Tag unterstellt. Das bedeutet, dass der Tagesverlust den VaR mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht überschreitet.

Im Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading ist der VaR für Commodity-Positionen auf 40 Mio. € begrenzt. Von Januar bis Juni 2019 belief er sich auf durchschnittlich 16 Mio. €, gegenüber 14 Mio. € im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der höchste Tageswert war 22 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €).

Das Management unseres Gasportfolios und das LNG-Geschäft sind bei der RWE Supply & Trading in einer gesonderten Organisationseinheit gebündelt. Die aktuelle VaR-Obergrenze für diese Aktivitäten beträgt 14 Mio. € (Vorjahr: 12 Mio. €). Im ersten Halbjahr 2019 kamen wir auf einen Durchschnittswert von 6 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €).

Ein bedeutender Risikofaktor im Finanzbereich ist die Entwicklung der Marktzinsen. Falls sie steigen, können bei Wertpapieren aus unserem Bestand Kursverluste eintreten. Dies gilt in erster Linie für festverzinsliche Anleihen. Der VaR für das zinsbedingte Kursrisiko von Kapitalanlagen der RWE AG (ohne innogy) belief sich im Halbjahresdurchschnitt auf 4 Mio. € (Vorjahr: 4 Mio. €). Mit den Zinsen erhöhen sich auch unsere Finanzierungskosten. Dieses Risiko messen wir mit dem Cash Flow at Risk (CFaR). Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95 % und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der CFaR bei der RWE AG betrug 8 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €).

Zu den Geldanlagen der RWE AG gehören auch Aktien. Für das Risiko aus Kursveränderungen dieser Papiere ergab sich ein VaR von durchschnittlich 5 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €). In der Zahl nicht berücksichtigt ist unsere Beteiligung an innogy.

RWE ist darüber hinaus Risiken aus Wechselkursschwankungen ausgesetzt. Das ergibt sich u. a. aus unserer Geschäftstätigkeit in Großbritannien; außerdem werden Energieträger wie Steinkohle und Rohöl in US-Dollar gehandelt. Der durchschnittliche VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag bei 2 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €).

PROGNOSE 2019

RWE hebt Ergebnisausblick für 2019 an

Wie bereits auf Seite 15 dargestellt, wird die Ertragslage im Geschäftsjahr 2019 wohl besser als erwartet sein. Unsere ursprüngliche Prognose, die wir im Geschäftsbericht 2018 veröffentlicht und in der Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2019 bekräftigt haben, sah für das bereinigte EBITDA des Konzerns eine Bandbreite von 1,4 bis 1,7 Mrd. € vor. Diesen Korridor heben wir auf 1,6 bis 1,9 Mrd. € an. Hintergrund ist der außerordentlich positive Geschäftsverlauf im Energiehandel. Das bereinigte EBITDA dieses Segments hatten wir zunächst auf 100 bis 300 Mio. € veranschlagt. Nun gehen wir von einem Wert deutlich über 300 Mio. € aus. Unsere Prognosen für die übrigen Segmente bleiben unverändert. Einen Überblick über die erwartete EBITDA-Entwicklung finden Sie in der folgenden Tabelle.

Ausblick zum bereinigten EBITDA in Mio. €	Ist 2018	Bisherige Prognose Stand: Mai 2019 ¹	Prognoseanpassung
RWE-Konzern	1.538	1.400–1.700	1.600–1.900
Davon:			
Braunkohle & Kernenergie	356	300–400	-
Europäische Stromerzeugung	334	250–350	-
Energiehandel	183	100–300	Deutlich über 300
Fortgeführte innogy-Aktivitäten	699	800–900	-

¹ Siehe Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2019, Seite 15

Bei betrieblichen Abschreibungen von voraussichtlich rund 1 Mrd. € ergibt sich für das bereinigte EBIT des Konzerns eine Größenordnung von 0,6 bis 0,9 Mrd. €. Bislang hatten wir 0,4 bis 0,7 Mrd. € prognostiziert.

Bestätigen können wir den Ausblick zu den Investitionen: Diese werden nach aktueller Planung deutlich höher sein als 2018 (1,3 Mrd. €). Größere Ausgaben entfallen u. a. auf den Bau des britischen Offshore-Windparks Triton Knoll und des australischen Solarkraftwerks Limondale. Unsere verstärkte Investitionstätigkeit trägt dazu bei, dass die Nettoschulden der fortgeführten Konzernaktivitäten zum Jahresende wohl deutlich über dem Niveau von 2018 (4,4 Mrd. €) liegen werden. Das wird auch deshalb der Fall sein, weil wir für Commodity-Termingeschäfte in der Vergangenheit hohe Variation Margins erhalten haben und sich die positiven Cash-Effekte zum Teil im laufenden Jahr mit der Realisierung der Kontrakte umkehren (siehe Seite 19).

RWE-Zahlen mit innogy als reiner Finanzbeteiligung: Ergebnisprognose ebenfalls nach oben angepasst

Für Steuerungszwecke nutzen wir auch Konzernzahlen, in denen wir innogy als reine Finanzbeteiligung erfassen. Dabei gehen wir so vor, dass wir unsere Tochter in der Gewinn- und Verlustrechnung lediglich mit der RWE zustehenden Dividende berücksichtigen. Nähere Angaben dazu, wie diese Zahlen berechnet werden, finden Sie im Geschäftsbericht 2018 auf Seite 58. Das bereinigte EBITDA von RWE wird sich bei Anwendung dieser Methode im Geschäftsjahr 2019 auf voraussichtlich 1,4 bis 1,7 Mrd. € belaufen (Vorjahr: 1,5 Mrd. €). Dabei handelt es sich ebenfalls um eine aktualisierte Schätzung. Ursprünglich hatten wir einen Korridor von 1,2 bis 1,5 Mrd. € veranschlagt. Angehoben haben wir auch unsere Prognose zum bereinigten Nettoergebnis, das sich bei einer Erfassung von innogy als reine Finanzbeteiligung ergibt. Wir erwarten nun einen Wert von 0,5 bis 0,8 Mrd. € (Vorjahr: 0,6 Mrd. €), nachdem wir zunächst von 0,3 bis 0,6 Mrd. € ausgegangen waren.

VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen für die Halbjahresfinanzberichterstattung der Konzernzwischenabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernzwischenlagebericht 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 im verbleibenden Geschäftsjahr beschrieben sind.

Essen, 9. August 2019

Der Vorstand



Schmitz



Krebber

KONZERNZWISCHENABSCHLUSS (VERKÜRZT)

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Apr – Jun 2019	Apr – Jun 2018 ¹	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018 ¹
Umsatzerlöse (inklusive Erdgas-/Stromsteuer)	3.132	3.036	7.040	6.756
Erdgas-/Stromsteuer	-36	-34	-75	-69
Umsatzerlöse²	3.096	3.002	6.965	6.687
Materialaufwand	-2.700	-2.559	-5.519	-5.067
Personalaufwand	-517	-503	-1.040	-974
Abschreibungen	-259	-229	-513	-440
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-83	65	105	-16
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	103	54	165	102
Übriges Beteiligungsergebnis	-27	-42	2	-40
Finanzerträge	205	56	405	232
Finanzaufwendungen	-338	-132	-637	-416
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	-520	-288	-67	68
Ertragsteuern	229	-25	151	-86
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	-291	-313	84	-18
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	298	-112	1.311	539
Ergebnis	7	-425	1.395	521
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	138	18	550	329
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		15	15	30
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	-131	-458	830	162
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie in €	-0,21	-0,75	1,35	0,26
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €	-0,49	-0,54	0,03	-0,15
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €	0,28	-0,21	1,32	0,41

1 Angepasste Werte: Wegen Änderungen bei der Erfassung von Umsatzerlösen und Materialaufwand, die im Wesentlichen Derivatgeschäfte betrafen, haben sich im ersten Halbjahr 2018 diese beiden Positionen um jeweils 71 Mio. € verringert.

2 Eine Darstellung der Umsatzerlöse nach Produkten und Segmenten finden Sie auf Seite 14.

Gesamtergebnisrechnung

Beträge nach Steuern – in Mio. €	Apr – Jun 2019	Apr – Jun 2018 ¹	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018 ¹
Ergebnis	7	-425	1.395	521
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-524	-244	-606	-430
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-1	23	-1	23
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	1	13	105	-14
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	-524	-208	-502	-421
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-63	-170	42	-69
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	30	-8	64	-13
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	948	813	-396	1.748
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		-3		-3
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	915	632	-290	1.663
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	391	424	-792	1.242
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	398	-1	603	1.763
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	364	14	206	1.447
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		15	15	30
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	34	-30	382	286

¹ Angepasste Werte: Gemäß IFRS 9 werden Marktwertänderungen in Höhe von 130 Mio. €, die als erfolgsneutrale Anpassung der Anschaffungskosten erfasst werden, nicht mehr im Total Comprehensive Income ausgewiesen.

Bilanz

Aktiva in Mio. €	30.06.2019	31.12.2018
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	2.179	2.193
Sachanlagen	13.017	12.409
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	1.516	1.467
Übrige Finanzanlagen	404	400
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	1.210	1.302
Latente Steuern	941	824
	19.267	18.595
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	1.235	1.631
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	1.516	1.963
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	11.970	10.291
Wertpapiere	2.394	3.609
Flüssige Mittel	3.265	3.523
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	42.849	40.496
	63.229	61.513
	82.496	80.108

Passiva in Mio. €	30.06.2019	31.12.2018
Eigenkapital		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	7.594	8.736
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		940
Anteile anderer Gesellschafter	4.551	4.581
	12.145	14.257
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	15.527	15.863
Finanzverbindlichkeiten	2.533	1.998
Übrige Verbindlichkeiten	546	508
Latente Steuern	1.305	1.638
	19.911	20.007
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	2.263	2.615
Finanzverbindlichkeiten	2.188	766
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.303	2.429
Übrige Verbindlichkeiten	9.163	7.238
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	34.523	32.796
	50.440	45.844
	82.496	80.108

Kapitalflussrechnung

in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	84	- 18
Abschreibungen/Zuschreibungen	512	485
Veränderung der Rückstellungen	-607	-523
Latente Steuern/zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	-257	126
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-868	1.841
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.136	1.911
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-568	-112
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-1.704	1.799
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-560	-390
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	49	34
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	2.069	-931
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten¹	1.558	-1.287
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-260	-616
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	1.298	-1.903
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-615	-957
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-243	1.199
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-858	242
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-1.264	138
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	8	23
Veränderung der flüssigen Mittel	-1.256	161
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	3.969	4.119
Davon: als „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen	704	866
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz	3.265	3.253

1 Nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen in Höhe von 42 Mio. € (Vorjahr: 41 Mio. €)

Veränderung des Eigenkapitals

in Mio. €	Gezeichnetes Kapital und Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Accumulated Other Comprehensive Income	Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Gesamt
Stand: 01.01.2018	3.959	2.393	371	6.723	940	4.283	11.946
Kapitalauszahlung						-19	-19
Dividendenzahlungen		-922		-922	-60	-494	-1.476
Ergebnis		162		162	30	329	521
Other Comprehensive Income		-390	1.675	1.285		-43	1.242
Total Comprehensive Income		-228	1.675	1.447	30	286	1.763
Übrige Veränderungen		6	130 ¹	136		120	256
Stand: 30.06.2018	3.959	1.249	2.176	7.384	910	4.176	12.470
Stand: 01.01.2019	3.959	1.139	3.638	8.736	940	4.581	14.257
Kapitalauszahlung					-869	-1	-870
Dividendenzahlungen		-430		-430	-61	-445	-936
Ergebnis		830		830	15	550	1.395
Other Comprehensive Income		-351	-273	-624		-168	-792
Total Comprehensive Income		479	-273	206	15	382	603
Übrige Veränderungen		-44	-874	-918	-25	34	-909
Stand: 30.06.2019	3.959	1.144	2.491	7.594		4.551	12.145

¹ Gemäß IFRS 9 separate Darstellung von zuvor im Total Comprehensive Income ausgewiesenen Marktwertänderungen, die als erfolgsneutrale Anpassung der Anschaffungskosten erfasst werden

ANHANG

Rechnungslegungsmethoden

Die RWE AG mit Sitz in Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“).

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2019 einschließlich weiterer Angaben im Konzernzwischenlagebericht wurde nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der Europäischen Union (EU) anzuwenden sind, aufgestellt. Er ist am 9. August 2019 zur Veröffentlichung freigegeben worden.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses zum 30. Juni 2019 ein gegenüber dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018 verkürzter Berichtsumfang gewählt. Im Konzernzwischenabschluss werden – mit

Ausnahme der nachfolgend beschriebenen Änderungen und Neuregelungen – die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden angewendet wie im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018. Für weitere Informationen verweisen wir auf den Konzerngeschäftsbericht 2018, der die Basis für den vorliegenden Halbjahresfinanzbericht darstellt.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie wird ein Abzinsungsfaktor von 0,0 % (31.12.2018: 0,4 %) und für bergbaubedingte Rückstellungen von 4,1 % (31.12.2018: 4,1 %) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden in Deutschland mit 1,2 % und im Ausland mit 2,2 % abgezinst (31.12.2018: 1,70 % bzw. 2,70 %).

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben neue IFRS und Änderungen bei bestehenden IFRS sowie eine neue Interpretation verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 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 oder 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 nicht fortge-

fürten 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 innerhalb der 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 21 Mio. € sowie die Zinsaufwendungen um 6 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	
in 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
Effekt aus der 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
Summe der 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. Zum Zeitpunkt der erstmaligen Anwendung von IFRS 16 betrug der gewichtete durchschnittliche Grenzfremdkapitalzinssatz 3,7 %.

Die nachfolgenden für den RWE-Konzern ab 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

Das IFRS IC hat in seiner Sitzung im März 2019 im Rahmen einer Agenda-Entscheidung festgestellt, dass Verträge über Terminkäufe oder -verkäufe nichtfinanzieller Posten, sofern diese Verträge nicht der Eigenbedarfsausnahme nach IFRS 9 entsprechen (sog. Failed-own-use-Verträge), in Höhe des bei physischer Erfüllung geltenden Marktpreises zu realisieren sind. Die bisherige Branchenpraxis sieht eine Abbildung der Verträge mit ihrem Erfüllungsbetrag vor.

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 Geschäftsjahres 2019 avisiert.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der 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),
- Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards (2018),
- Amendment to IFRS 3 Business Combinations (2018),
- Amendments to IAS 1 and IAS 8; Definition of Material (2018).

Konsolidierungskreis

In den Konzernabschluss einbezogen sind neben der RWE AG alle wesentlichen in- und ausländischen Tochterunternehmen, die die RWE AG unmittelbar oder mittelbar beherrscht. Wesentliche assoziierte Unternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert, wesentliche gemeinsame Vereinbarungen nach der Equity-Methode oder als gemeinschaftliche Tätigkeit.

Unverändert gegenüber dem 31.12.2018 beträgt die Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen 21, davon im Inland neun und im Ausland zwölf. Zudem werden sechs (31.12.2018: sechs) Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet.

Die folgende Übersicht stellt dar, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen ergeben haben:

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2019	141	215	356
Erstkonsolidierungen	2	19	21
Entkonsolidierungen	-1	-7	-8
Verschmelzungen		-3	-3
Stand: 30.06.2019	142	224	366

Nicht fortgeführte Aktivitäten (Discontinued Operations)

E.ON-innogy-Tauschgeschäft

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

Seit dem 30. Juni 2018 werden die zu übertragenden Teile von innogy als nicht fortgeführte Aktivitäten bilanziert. 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.

Mitte Februar 2019 hat RWE die Mehrheitsbeteiligung der innogy SE am tschechischen Verteilnetzbetreiber innogy Grid Holding a.s. (IGH) erworben. Im Rahmen der mit E.ON abgeschlossenen Transaktion war vereinbart worden, dass E.ON die IGH-Beteiligung im Rahmen der geplanten Übernahme der innogy SE von RWE erwirbt. Durch die Umsetzung der Vereinbarung mit E.ON ist ein Vorkaufsrecht für den Mitgesellschafter von IGH, dem „Macquarie Infrastructure and Real Assets (MIRA) managed consortium of investors“, ausgelöst worden. MIRA hat dieses Vorkaufsrecht am 29. April 2019 ausgeübt. Dadurch wird MIRA die 50,04 %-Beteiligung zu gleichen Bedingungen und Konditionen erwerben, wie sie von RWE an dritte Parteien, im konkreten Fall E.ON, verkauft worden wäre. Dadurch wird MIRA der alleinige Gesellschafter der IGH. Der Vollzug des Erwerbs steht kartellrechtlich unter der aufschiebenden Bedingung, dass E.ON die von RWE an innogy gehaltenen Aktien übernehmen darf. Der Verkaufspreis beträgt rund 1,8 Mrd. €. Aufgrund des unveränderten Gesamtplans zur Veräußerung des Netz- und Vertriebsgeschäfts wird die IGH auch weiterhin als Teil der nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten ausgewiesen.

Nachfolgend sind wichtige Kennzahlen der Aktivitäten der zu übertragenden Teile von innogy dargestellt:

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	30.06.2019	31.12.2018
Langfristige Vermögenswerte		
Immaterielle Vermögenswerte	10.817	10.716
Sachanlagen	14.656	14.000
Sonstige langfristige Vermögenswerte	5.136	5.363
	30.609	30.079
Kurzfristige Vermögenswerte	12.240	10.417
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	5.101	4.557
Finanzverbindlichkeiten	14.180	14.147
Sonstige langfristige Verbindlichkeiten	2.606	3.065
	21.887	21.769
Kurzfristige Schulden	12.636	11.027

Eckdaten der nicht fortgeführten Aktivitäten in Mio. €	Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018 ¹
Umsatzerlöse ²	17.658	17.807
Sonstige Erträge ³	1.339	717
Aufwendungen ⁴	-17.143	-17.870
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten vor Steuern	1.854	654
Ertragsteuern	-543	-115
Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten	1.311	539

1 Angepasste Werte

2 Inklusive Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 1.247 Mio. € (Vorjahr: 1.425 Mio. €)

3 Inklusive Erträge mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 93 Mio. € (Vorjahr: 124 Mio. €)

4 Inklusive Aufwendungen mit fortgeführten Aktivitäten in Höhe von 7.663 Mio. € (Vorjahr: 9.096 Mio. €)

Die kumulativ im Eigenkapital direkt erfassten Erträge und Aufwendungen (Accumulated Other Comprehensive Income) nicht fortgeführter Aktivitäten betragen -705 Mio. € (31.12.2018: -773 Mio. €).

Vom Anteil der Aktionäre der RWE AG an der Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income) entfallen -495 Mio. € (Vorjahr: 1.448 Mio. €) auf fortgeführte Aktivitäten und 701 Mio. € (Vorjahr: -1 Mio. €) auf nicht fortgeführte Aktivitäten.

Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2018 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet. Im Rahmen des Long-Term Incentive Plan für Führungskräfte mit der Bezeichnung „Strategic Performance Plan“ (SPP) hat die RWE AG für das Geschäftsjahr 2019 eine weitere Tranche begeben.

Für Führungskräfte der innogy SE und nachgeordneter verbundener Unternehmen wurde der Long-Term Incentive Plan SPP im

ersten Quartal 2019 beendet und durch den neu aufgelegten „Long Term Incentive Plan 2019“ ersetzt. Dieser wird als Halteprämie für die Geschäftsjahre 2019 und 2020 gewährt, um die Führungskräfte längerfristig an die innogy SE zu binden. Die einmalige Tranche hat eine Laufzeit von zwei Jahren, bevor es im Januar 2021 zu einer Auszahlung kommt. Die Auszahlung ist fix und nicht an die Performance der Führungskräfte oder des Unternehmens geknüpft.

Wertberichtigungen

Im Berichtszeitraum wurden aufgrund von gesunkenen Marktpreisen Wertminderungen auf Kohle- und Gasvorräte in Höhe von 514 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) vorgenommen.

Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 3. Mai 2019 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2018 in Höhe von 0,70 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie auszuschüt-

ten. Die Ausschüttung für das Geschäftsjahr 2018 betrug insgesamt 430 Mio. € (Vorjahr: 922 Mio. €).

Finanzierungsmaßnahmen

Am 6. Februar 2019 hat RWE eine Hybridanleihe in Höhe von 750 Mio. £ gekündigt und am 20. März 2019 zurückgezahlt, ohne sie mit neuem Hybridkapital zu refinanzieren. Die Hybridanleihe war gemäß IAS 32 als Eigenkapital klassifiziert. Sie hatte einen Kupon von 7 % und eine theoretisch unbegrenzte Laufzeit.

Mitte April 2019 hat RWE die bestehende syndizierte Kreditlinie in Höhe von 3 Mrd. € vor Ende der Laufzeit durch eine neue Ver-

einbarung über 5 Mrd. € ersetzt. Der erhöhte Kreditrahmen, der mit einem Konsortium aus 27 internationalen Banken vereinbart wurde, besteht aus zwei Tranchen: einer in Höhe von 3 Mrd. € mit einer Laufzeit von fünf Jahren, die mit dem Einverständnis der Banken zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden kann, und einer in Höhe von 2 Mrd. € mit zweijähriger Laufzeit. Bei der zweiten Tranche besteht eine Verlängerungsoption für ein Jahr, wobei eine Zustimmung der Banken nicht erforderlich ist.

Ergebnis je Aktie

		Jan – Jun 2019	Jan – Jun 2018
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	830	162
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten		18	-94
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten		812	256
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie	€	1,35	0,26
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten	€	0,03	-0,15
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten	€	1,32	0,41

Mit Beschluss 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 Vorzugs-

aktien 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.

Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen gelten im RWE-Konzern als nahestehende Unternehmen. Die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte führten im ersten Halbjahr 2019 zu Erträgen in Höhe von 288 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 456 Mio. €). Der Vorjahreswert wurde aufgrund einer Ausweisänderung für durchgeleitete EEG-Einspeisevergütungen angepasst. Diese wurden bislang brutto in Umsatzerlösen und Materialaufwand ausgewiesen. Zudem führten die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte zu Aufwendungen in Höhe von 1.574 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 1.769 Mio. €). Zum 30. Juni 2019 betragen die Forde-

rungen 459 Mio. € (31.12.2018: 204 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 248 Mio. € (31.12.2018: 199 Mio. €). Alle Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden und unterscheiden sich grundsätzlich nicht von den Liefer- und Leistungsbeziehungen mit anderen Unternehmen. Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betragen 510 Mio. € (31.12.2018: 578 Mio. €).

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

Berichterstattung zu Finanzinstrumenten

Finanzinstrumente lassen sich danach unterscheiden, ob sie originär oder derivativ sind. Die originären Finanzinstrumente umfassen auf der Aktivseite im Wesentlichen die übrigen Finanzanlagen, die Forderungen, die kurzfristigen Wertpapiere und die flüssigen Mittel. Die Finanzinstrumente sind abhängig von ihrer Klassifizierung mit den fortgeführten Anschaffungskosten oder dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Finanzinstrumente werden für Zwecke der Bilanzierung den nachfolgenden Kategorien zugeordnet:

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

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

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

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IFRS 9 fallen – grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten am Bilanzstichtag bilanziert. Börsengehandelte Produkte werden mit den veröffentlichten Schlusskursen der jeweiligen Börsen bewertet. Nicht börsengehandelte Produkte werden anhand öffentlich zugänglicher Broker-Quotierungen bewertet oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese Notierungen nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Energiewirtschaftliche und volkswirtschaftliche Annahmen werden in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten ermittelt.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner vorgenommen.

Die Buchwerte der finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 stimmen grundsätzlich mit ihren beizulegenden Zeitwerten überein. Abweichungen gibt es lediglich bei den Finanzverbindlichkeiten. Ihr Buchwert beträgt 4.053 Mio. € (31.12.2018: 2.764 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 4.327 Mio. € (31.12.2018: 2.842 Mio. €). Aufgrund der Erstanzwendung von IFRS 16 sind in der aktuellen Berichtsperiode in

den für die Finanzverbindlichkeiten genannten Werten keine Leasingverbindlichkeiten mehr enthalten, während sie in den Vorjahreswerten noch berücksichtigt sind.

Die folgende Übersicht stellt die Einordnung aller zum beizulegenden Zeitwert bewerteten Finanzinstrumente in die durch IFRS 13 vorgegebene Fair-Value-Hierarchie dar. Die einzelnen Stufen der Fair-Value-Hierarchie sind gemäß IFRS 13 wie folgt definiert:

- Stufe 1: Bewertung mit (unverändert übernommenen) Preisen von identischen Finanzinstrumenten, die sich auf aktiven Märkten gebildet haben,
- Stufe 2: Bewertung auf Basis von Inputfaktoren, bei denen es sich nicht um Preise der Stufe 1 handelt, die sich aber für das Finanzinstrument entweder direkt (d. h. als Preis) oder indirekt (d. h. in Ableitung von Preisen) beobachten lassen,
- Stufe 3: Bewertung mithilfe von Faktoren, die sich nicht auf beobachtbare Marktdaten stützen.

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
	30.06.2019				31.12.2018			
Übrige Finanzanlagen	404	91	166	147	400	93	159	148
Derivate (aktiv)	8.968		8.809	159	7.271		7.115	156
Davon: in Sicherungs- beziehungen	1.603		1.603		1.644		1.644	
Wertpapiere	2.391	1.827	564		3.606	1.618	1.988	
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	3.333	1.925	595	813	4.031	1.755	1.472	804
Derivate (passiv)	8.849		8.818	31	7.060		7.025	35
Davon: in Sicherungs- beziehungen	1.559		1.559		1.134		1.134	
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	675		675		1.343		1.343	

Aufgrund der erhöhten Anzahl von Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden Wertpapiere mit einem beizulegenden Zeitwert von 46 Mio. € (31.12.2018: 14 Mio. €) von Stufe 2 nach Stufe 1 umgegliedert. Gegenläufig wurden wegen einer verminderten Anzahl von Preisquotierungen finanzielle Vermögenswerte mit

einem beizulegenden Zeitwert von 5 Mio. € (31.12.2018: 12 Mio. €) von Stufe 1 nach Stufe 2 umgegliedert.

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2019	Stand: 01.01.2019	Änderungen Konsolidierungs- kreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 30.06.2019
			Erfolgs- wirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungs- wirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	148	1	-3	-2	3	147
Derivate (aktiv)	156	-1	27		-23	159
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	804	-14	-15		38	813
Derivate (passiv)	35	-1	8		-11	31

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2018	Stand: 01.01.2018	Änderungen Konsolidierungs- kreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 30.06.2018
			Erfolgs- wirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungs- wirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	821	-739	9	7	66	164
Finanzforderungen	35	-35				
Derivate (aktiv)	33	-1	12		-10	34
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte		792				792
Derivate (passiv)	4	-1	2		-3	2

Die erfolgswirksam erfassten Gewinne und Verluste von Finanzinstrumenten der Stufe 3 entfallen auf folgende Posten der Gewinn- und Verlustrechnung:

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt Jan – Jun 2019	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt Jan – Jun 2018	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	3	3	10	10
Materialaufwand	-13	-13		
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	29	29		
Beteiligungsergebnis	-3	-3	-1	-1
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	-15	14	10	10
	1	30	19	19

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugs- und Rohstoffverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Strom- und Gaspreise abhängig. Bei steigenden Marktpreisen erhöht sich bei

sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Marktpreisen verringert er sich. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10 % würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 47 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 47 Mio. € führen.

Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Konzernzwischenlagebericht.

BESCHEINIGUNG NACH PRÜFERISCHER DURCHSICHT

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Wir haben den verkürzten Konzernzwischenabschluss – bestehend aus verkürzter Gewinn- und Verlustrechnung, verkürzter Gesamtergebnisrechnung, verkürzter Bilanz, verkürzter Kapitalflussrechnung, verkürzter Eigenkapitalveränderungsrechnung sowie ausgewählten erläuternden Anhangangaben – und den Konzernzwischenlagebericht der RWE Aktiengesellschaft, Essen, für den Zeitraum vom 1. Januar bis 30. Juni 2019, die Bestandteile des Halbjahresfinanzberichts nach § 115 WpHG sind, einer prüferischen Durchsicht unterzogen. Die Aufstellung des verkürzten Konzernzwischenabschlusses nach den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und des Konzernzwischenlageberichts nach den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG liegt in der Verantwortung des Vorstands der Gesellschaft. Unsere Aufgabe ist es, eine Bescheinigung zu dem verkürzten Konzernzwischenabschluss und dem Konzernzwischenlagebericht auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht abzugeben.

Wir haben die prüferische Durchsicht des verkürzten Konzernzwischenabschlusses und des Konzernzwischenlageberichts unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze für die prüferische Durchsicht von Abschlüssen unter ergänzender Beachtung des International Standard on Review Engagements „Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity“ (ISRE 2410) vorgenommen. Danach ist die prüferische Durchsicht so zu planen und durchzuführen, dass wir bei kritischer Würdigung mit einer gewissen Sicherheit ausschließen können, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenbericht-

erstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, und der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind. Eine prüferische Durchsicht beschränkt sich in erster Linie auf Befragungen von Mitarbeitern der Gesellschaft und auf analytische Beurteilungen und bietet deshalb nicht die durch eine Abschlussprüfung erreichbare Sicherheit. Da wir auftragsgemäß keine Abschlussprüfung vorgenommen haben, können wir einen Bestätigungsvermerk nicht erteilen.

Auf der Grundlage unserer prüferischen Durchsicht sind uns keine Sachverhalte bekannt geworden, die uns zu der Annahme veranlassen, dass der verkürzte Konzernzwischenabschluss in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den IFRS für Zwischenberichterstattung, wie sie in der EU anzuwenden sind, oder dass der Konzernzwischenlagebericht in wesentlichen Belangen nicht in Übereinstimmung mit den für Konzernzwischenlageberichte anwendbaren Vorschriften des WpHG aufgestellt worden sind.

Essen, den 9. August 2019

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer

Ralph Welter
Wirtschaftsprüfer

Finanzkalender 2019/2020

14. November 2019	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2019
12. März 2020	Bericht über das Geschäftsjahr 2019
28. April 2020	Hauptversammlung
4. Mai 2020	Dividendenzahlung
14. Mai 2020	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2020
13. August 2020	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2020
12. November 2020	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2020

Der vorliegende Zwischenbericht ist am 14. August 2019 veröffentlicht worden.