

RWE

Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2020

Trotz Corona-Krise: RWE bekräftigt Ergebnisprognose für 2020 // Bereinigtes EBITDA im ersten Quartal mit 1,3 Mrd. € deutlich über Vorjahr // Stark erhöhte Stromproduktion aus erneuerbaren Energien // Hauptversammlung verschoben: virtuelles Aktionärstreffen am 26. Juni 2020

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan - Mrz 2020	Jan - Mrz 2019	+/-	Jan - Dez 2019
Stromerzeugung	Mrd. kWh	37,5	41,4	-3,9	153,2
Außenumsatz (ohne Erdgas-/Stromsteuer) ¹	Mio. €	3.803	3.716	87	13.125
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	1.312	824	488	2.489
Bereinigtes EBIT	Mio. €	955	570	385	1.267
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	1.013	453	560	-752
Nettoergebnis	Mio. €	728	961	-233	8.498
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	603	-	-	-
Ergebnis je Aktie	€	1,18	1,56	-0,38	13,82
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	0,98	-	-	-
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	-1.202	-1.777	575	-977
Investitionen ²	Mio. €	592	194	398	1.771
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	466	188	278	1.767
in Finanzanlagen	Mio. €	126	6	120	4
Free Cash Flow	Mio. €	-1.753	-1.932	179	-2.053
		31.03.2020	31.12.2019		
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	8.685	7.048	1.637	
Mitarbeiter ³		19.780	19.792	-12	

1 Angepasste Vorjahreswerte; zum Hintergrund siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 116

2 Ausschließlich zahlungswirksame Investitionen; die Vorjahreswerte sind entsprechend angepasst worden.

3 Umgerechnet in Vollzeitstellen

Inhalt

Wesentliche Ereignisse	1
Anmerkungen zur Berichtsweise	5
Geschäftsentwicklung	7
Prognose 2020	16
Konzernzwischenabschluss (verkürzt)	18
Gewinn- und Verlustrechnung	18
Gesamtergebnisrechnung	19
Bilanz	20
Kapitalflussrechnung	21
Finanzkalender 2020/2021	22

Wesentliche Ereignisse

Im Berichtszeitraum

Bundeskabinett legt Entwurf für Kohleausstiegsgesetz vor

Ende Januar 2020 hat das Bundeskabinett den Entwurf für ein Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung verabschiedet. Darin konkretisiert die Regierung, wie sie die Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zum deutschen Kohleausstieg umsetzen will. Wie von der Kommission vorgeschlagen, soll Deutschland schrittweise bis 2038 aus der Kohleverstromung aussteigen. Der Gesetzentwurf enthält dazu einen Fahrplan. Bei der Braunkohle gibt es einen festen Abschaltplan für die einzelnen Kraftwerke, auf den sich der Bund mit den betroffenen Ländern und Energieunternehmen verständigt hat. Demnach sollen bis Ende 2022 zusätzliche Braunkohlekapazitäten in Höhe von 3 GW vorzeitig stillgelegt werden. Rund 2,8 GW entfallen davon auf RWE.

Nach dem Gesetzentwurf müssen wir im Rheinischen Braunkohlerevier bereits Ende 2020 den ersten 300-MW-Block vom Netz nehmen. Im folgenden Jahr schalten wir dort drei weitere 300-MW-Anlagen ab, 2022 dann noch einen 300-MW-Block und zwei 600-MW-Blöcke. Betroffen sind vor allem die Kraftwerke Neurath und Niederaußem sowie in geringem Maße Weisweiler. Im Jahr 2022 werden wir außerdem die Produktion von Braunkohlebriketts am Standort Frechen und damit den Betrieb von 120 MW Stromerzeugungskapazität einstellen.

In der Folgezeit sollen zunächst die Kapazitäten des Kraftwerks Weisweiler vom Netz gehen; dabei handelt es sich um einen Block mit 300 MW (2025) und zwei Blöcke mit jeweils 600 MW (2028 bzw. 2029). Der Tagebau Inden, dessen Kohle ausschließlich in Weisweiler eingesetzt wird, läuft dann aus. Unsere beiden letzten 600-MW-Anlagen werden wir Ende 2029 schließen. Eine davon wird zum 1. Januar 2030 in eine vierjährige Sicherheitsbereitschaft überführt. Ab 2030 sind dann nur noch unsere drei modernsten Braunkohleblöcke der 1.000-MW-Klasse am Markt. Sie laufen voraussichtlich bis Ende 2038.

Die Stilllegungen haben erhebliche Konsequenzen für die Tagebaue. Mehr als die Hälfte der für den Abbau genehmigten Braunkohlevorräte werden wir nicht mehr fördern. Außerdem tragen wir dem Wunsch der Strukturwandelkommission und der Politik Rechnung, dass der Hambacher Forst erhalten bleibt. Von unseren drei Tagebauen im Rheinischen Revier – Inden, Hambach und Garzweiler – wird ab 2030 nur noch der letztgenannte zur Verfügung stehen, um die verbleibenden Erzeugungsanlagen mit Braunkohle zu versorgen. Das macht eine grundlegend neue Planung des Tagebaubetriebs und der Rekultivierung erforderlich, insbesondere in Hambach. Entsprechende Unterlagen haben wir bereits Ende Februar 2020 beim nordrhein-westfälischen Wirtschaftsministerium eingereicht.

Der Braunkohleausstieg ist für uns mit hohen finanziellen Belastungen verbunden. Der Gesetzentwurf sieht dafür eine Entschädigung von 2,6 Mrd. € vor, die uns über 15 Jahre in gleichen Teilbeträgen geleistet werden soll. Nach den Vorstellungen der Bundesregierung sind damit alle Ansprüche abgegolten. Unser tatsächlicher Schaden wird den Betrag von 2,6 Mrd. € allerdings deutlich übersteigen. Der Ausgleichsanspruch gegenüber dem Bund und der Großteil unserer erwarteten Belastungen sind bereits im Konzernabschluss 2019 berücksichtigt worden (siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 43). Neben RWE sollen auch die betroffenen Beschäftigten staatliche Kompensationen erhalten. Nach aktueller Planung werden bereits kurzfristig mehr als 3.000 von insgesamt rund 10.000 Stellen in unserem Braunkohlegeschäft wegfallen; bis 2030 dürften es etwa 6.000 sein. Der Gesetzentwurf sieht u. a. Regelungen für ein Anpassungsgeld und den Ausgleich entstehender Nachteile bei der gesetzlichen Rente vor. Diese Leistungen sollen vom Bund getragen werden.

Auch zum Ausstieg aus der Steinkohle enthält der Gesetzentwurf detaillierte Bestimmungen. Nach den Vorstellungen der Bundesregierung soll per Auktionsverfahren darüber entschieden werden, welche Steinkohlekapazitäten vom Netz gehen und wie hoch die Kompensationen für ihre Betreiber sind. Der Gesetzentwurf sieht jährliche Ausschreibungen im Zeitraum von 2020 bis 2026 vor. Die Gebote der Betreiber müssen allerdings bestimmte Obergrenzen einhalten, die über die Jahre von 165 Tsd. € auf 49 Tsd. € pro MW gesenkt werden sollen. Für die Zeit danach sieht der Gesetzentwurf ordnungsrechtliche Abschaltungen ohne Entschädigungen vor. Sofern die Ausschreibungen nicht im gewünschten Umfang zu Kraftwerks-schließungen führen, sollen die Kraftwerksbetreiber bereits ab 2024 angewiesen werden können, Anlagen abzuschalten, ohne dass ihnen dafür Kompensationen gewährt werden. Unternehmensvertreter, Gewerkschaften und der Bundesrat haben sich kritisch dazu geäußert und Nachbesserungen gefordert, insbesondere für Steinkohlekraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung.

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

RWE erwirbt hochmodernes Gaskraftwerk im Osten Englands

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

Letztes britisches Steinkohlekraftwerk von RWE stellt offiziell Betrieb ein

Am 31. März 2020 ist mit Aberthaw B in Wales unser letztes britisches Steinkohlekraftwerk offiziell stillgelegt worden. Die Anlage verfügte über drei Blöcke, die zusammen eine Nettoleistung von 1.560 MW erreichten. Ihre noch bis Ende September 2021 bestehenden Verpflichtungen im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes wurden auf Anlagen Dritter oder auf andere Einheiten der RWE-Kraftwerksflotte übertragen. Aberthaw B war 1971 in Betrieb genommen worden und hat somit fast ein halbes Jahrhundert zur sicheren Energieversorgung in Großbritannien beigetragen.

RWE bei Kapazitätsmarkt-Auktionen in Großbritannien erfolgreich

Die britische Regierung hat im ersten Quartal 2020 drei Kapazitätsmarkt-Auktionen durchführen lassen. Das erste Bieterverfahren Ende Januar bezog sich auf den Zeitraum vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2023. Mit Ausnahme einiger Kleinanlagen kamen alle bei der Auktion vertretenen RWE-Kraftwerke zum Zuge. Die Anlagen haben eine gesicherte Leistung von insgesamt 6,5 GW. Sie werden eine Vergütung dafür erhalten, dass sie im oben genannten Zeitraum am Netz sind und damit zur Stromversorgung beitragen. Die im Bieterverfahren ermittelte Kapazitätsprämie war mit 6,44 £/kW (vor Inflationsanpassung) allerdings niedriger, als die meisten Marktbeobachter erwartet hatten.

Anfang Februar wurde eine zweite Auktion abgehalten, die den Zeitraum 1. Oktober 2020 bis 30. September 2021 betraf. Für diese Periode hatte es bereits im Dezember 2016 ein Bieterverfahren gegeben, bei dem sich RWE-Anlagen mit insgesamt 8,0 GW (inkl. Aberthaw) für eine Prämie von 22,50 £/kW qualifizieren konnten. Die neuerliche Auktion diente dazu, verbliebene Kapazitätslücken zu schließen. Dabei wurde zusätzliche Erzeugungsleistung in Höhe von 1,0 GW für eine Prämie von 1,00 £/kW ersteigert. RWE hatte sich mit einer Kleinanlage an dem Verfahren beteiligt, die aber keine Zahlung erhalten wird.

Bei der dritten Auktion Anfang März konnten wir uns erneut eine Prämienzahlung für 6,5 GW sichern. Die betreffenden Kraftwerke werden im Zeitraum vom 1. Oktober 2023 bis 30. September 2024 eine Kapazitätsvergütung von 15,97 £/kW (vor Inflationsanpassung) erhalten. Lediglich einige Kleinanlagen von uns gehen leer aus.

Seit 2014 werden in Großbritannien Kapazitätsauktionen durchgeführt. Damit will die Regierung sicherstellen, dass dem nationalen Strommarkt genügend Erzeugungsleistung zur Verfügung steht. Im November 2018 war der britische Kapazitätsmarkt für etwa ein Jahr ausgesetzt worden, weil das Gericht der Europäischen Union die von der EU-Kommission erteilte Genehmigung für unwirksam erklärt hatte. Nach der erneuten beihilferechtlichen Freigabe aus Brüssel im Oktober 2019 konnten die Kapazitätsvergütungen wieder aufgenommen und verschobene Auktionen nachgeholt werden. Im Januar 2020 sind uns zurückbehaltene Prämien von rund 50 Mio. € für 2018 und rund 180 Mio. € für 2019 nachträglich ausbezahlt worden. Ergebniswirksam erfasst haben wir diese Mittelzuflüsse bereits im Geschäftsjahr 2019.

Windpark Peyton Creek in Texas nimmt kommerziellen Betrieb auf

Im März 2020 hat unser neuer Onshore-Windpark „Peyton Creek“ im US-Bundesstaat Texas den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Er besteht aus 48 Windturbinen mit einer Leistung von insgesamt 151 MW. Obwohl die Bauarbeiten durch den Tropensturm Imelda beeinträchtigt waren, konnte Peyton Creek ohne Zeitverzug ans Netz gehen. In Texas errichten wir derzeit noch zwei weitere große Onshore-Windparks: „Cranell“ mit einer Kapazität von 220 MW und „Big Raymond“ mit 440 MW. Wir wollen sie noch im laufenden Jahr fertigstellen.

innogy gibt Startschuss für Bau des Nordsee-Windparks Kaskasi

Ebenfalls im März hat innogy die finale Investitionsentscheidung für den Bau des deutschen Nordsee-Windparks Kaskasi getroffen. Kaskasi wird 35 Kilometer nördlich der Insel Helgoland entstehen. Seine 38 Turbinen werden gemeinsam über eine Leistung von 342 MW verfügen und damit rechnerisch ca. 400.000 Haushalte mit Strom versorgen können. Die Baumaßnahmen auf See sollen 2021 beginnen. Nach aktueller Planung könnte Kaskasi bereits 2022 mit seiner vollen Kapazität in Betrieb sein. Bei der Einbringung der Fundamente im 18 bis 25 Meter tiefen Meeresboden wird ein neuartiges Vibrationsverfahren zur Anwendung kommen, das die Geräuschemissionen gegenüber der herkömmlichen Schlagrammtechnik reduziert und eine Verkürzung der Konstruktionszeit ermöglicht. Vorteile bietet auch die günstige Lage von Kaskasi nahe den bestehenden Windparks Nordsee Ost und Amrumbank. Dadurch lassen sich Synergien beim Betrieb und der Instandhaltung nutzen.

Nach Ablauf des Berichtszeitraums

RWE hält am 26. Juni virtuelle Hauptversammlung ab – Dividendenvorschlag bleibt bei 0,80 € je Aktie

Angesichts der Corona-Pandemie hat der Vorstand der RWE AG beschlossen, die diesjährige Hauptversammlung vom 28. April auf den 26. Juni zu verschieben und sie als reine Online-Veranstaltung durchzuführen. Der RWE-Aufsichtsrat hat Ende April grünes Licht dafür gegeben. Wir nutzen damit die deutsche Corona-Notfallgesetzgebung, die es den Unternehmen ermöglicht, rein virtuelle Aktionärstreffen abzuhalten. Am 20. Mai werden wir die Hauptversammlung einberufen und die Einladung veröffentlichen. Die Veranstaltung beginnt um 10 Uhr. Sie wird live und in voller Länge auf der Website von RWE übertragen. Aktionäre können ihre Fragen zur Tagesordnung bis zwei Tage vor der Versammlung einreichen. Ihr Stimmrecht können sie vorab per Briefwahl ausüben oder den Stimmrechtsvertretern der Gesellschaft eine entsprechende Vollmacht erteilen. Beides ist auf elektronischem Wege auch während der Veranstaltung möglich.

Die Tagesordnung der Hauptversammlung bleibt gegenüber der ursprünglichen Planung unverändert. Gleiches gilt für den Dividendenvorschlag: Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden den Aktionären eine Gewinnausschüttung für das Geschäftsjahr 2019 von 0,80 € je Aktie vorschlagen. Das hatten wir bereits im März angekündigt. Unseren Ergebnisausblick für 2020, über den wir im Geschäftsbericht 2019 auf Seite 94 f. informiert haben, können wir trotz der Corona-Krise und ihrer wirtschaftlichen Folgen bekräftigen. Näheres dazu finden Sie auf Seite 16 f. der vorliegenden Zwischenmitteilung.

Aufsichtsrat trifft Nachfolgeregelung: Markus Krebber soll Mitte 2021 Vorstandsvorsitzender der RWE AG werden

Der Aufsichtsrat der RWE AG hat in seiner Sitzung vom 28. April entschieden, dass Dr. Markus Krebber (47) zum 1. Juli 2021 neuer Vorstandsvorsitzender der RWE AG werden soll. Den formalen Bestellungsbeschluss wird das Gremium zu gegebener Zeit fassen. Markus Krebber folgt damit Dr. Rolf Martin Schmitz (62) nach, der seit 2009 Mitglied des Vorstands der RWE AG und seit 2016 dessen Vorsitzender ist. Der Vertrag von Schmitz läuft Mitte 2021 aus. Mit der frühzeitigen Nachfolgeregelung will der Aufsichtsrat sicherstellen, dass der eingeschlagene strategische Kurs von RWE fortgesetzt wird. Markus Krebber war nach seinem Studium der Wirtschaftswissenschaften zunächst in der Unternehmensberatung und im Finanzdienstleistungssektor tätig. Im Jahr 2012 kam er zum RWE-Konzern, wo er zunächst der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading angehörte. Seit 2016 ist er Finanzvorstand der RWE AG. Gemeinsam mit Rolf Martin Schmitz hat er das Tauschgeschäft mit E.ON vorangetrieben, durch das RWE zu einem führenden Erneuerbare-Energien-Unternehmen aufgestiegen ist.

Anmerkungen zur Berichtsweise

Neuaufstellung des RWE-Konzerns durch Tauschgeschäft mit E.ON

Durch ein umfassendes Tauschgeschäft mit E.ON hat sich der RWE-Konzern im vergangenen Jahr grundlegend neu aufgestellt. Im September 2019 trennten wir uns von unserem 76,8%-Anteil an innogy und erhielten dafür das Erneuerbare-Energien-Geschäft von E.ON, eine 16,7%-Beteiligung an E.ON und die Minderheitsanteile der E.ON-Tochter PreussenElektra an unseren Kernkraftwerken Gundremmingen (25%) und Emsland (12,5%). Für den vollständigen Abschluss des Tauschgeschäfts muss E.ON noch Teile des innogy-Portfolios an uns zurückgeben, die wir uns aber bereits wirtschaftlich zurechnen und in unseren Konzernzahlen erfassen. Dabei handelt es sich um das Erneuerbare-Energien-Geschäft, die deutschen und tschechischen Gasspeicher sowie eine 37,9%-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag. Der Transfer soll frühestmöglich im laufenden Jahr stattfinden.

Neue Konzernstruktur mit fünf Segmenten

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

Die einzelnen Segmente setzen sich wie folgt zusammen:

- Offshore Wind: Hier ist das Geschäft mit Windkraftanlagen an Meeresstandorten erfasst. Es unterliegt der Verantwortung unserer Konzerngesellschaft RWE Renewables. Rein rechtlich gehört ein Teil dieses Geschäfts allerdings noch zu innogy und wird – bis zur Übertragung auf RWE – von unserer früheren Tochtergesellschaft geführt.
- Onshore Wind / Solar: In diesem Segment erfassen wir unsere Aktivitäten auf dem Gebiet der Windkraft an Land, der Photovoltaik und der Batteriespeicher. Die operative Zuständigkeit ist auch hier bei RWE Renewables angesiedelt – oder wird es sein, sobald das Tauschgeschäft mit E.ON abgeschlossen ist.
- Wasser / Biomasse / Gas: Das Segment umfasst unsere Laufwasser-, Pumpspeicher-, Biomasse- und Gaskraftwerke. Außerdem enthält es die niederländischen Steinkohlekraftwerke Amer 9 und Eemshaven, in denen wir zunehmend Biomasse mitverbrennen, und die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte RWE Technology International. Die genannten Aktivitäten werden heute bereits größtenteils und künftig komplett von RWE Generation verantwortet. Die derzeit noch von innogy gehaltene 37,9%-Beteiligung am österreichischen Energieversorger Kelag weisen wir nun ebenfalls unter Wasser / Biomasse / Gas aus.
- Energiehandel: Hier stellen wir den Eigenhandel mit energienahen Commodities dar. Verantwortet wird er von RWE Supply & Trading, die außerdem als Zwischenhändler von Gas fungiert, Großkunden mit Energie beliefert und eine Reihe weiterer handelsnaher Tätigkeiten ausübt. Ab dem laufenden Jahr ordnen wir auch die deutschen und tschechischen Gasspeicher von innogy dem Segment Energiehandel zu.
- Kohle / Kernenergie: In diesem Segment erfassen wir unsere deutsche Stromerzeugung aus den Energieträgern Braunkohle, Steinkohle und Kernkraft sowie unsere Braunkohleförderung im Rheinischen Revier westlich von Köln. Das Segment enthält ferner unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30%) und an URANIT (50%), die mit 33% an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Die genannten Aktivitäten und Beteiligungen sind unseren Konzerngesellschaften RWE Power (Braunkohle, Kernenergie) und RWE Generation (Steinkohle) zugeordnet.

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

Zukunftsbezogene Aussagen

Die vorliegende Zwischenmitteilung 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 – März	Erneuerbare Energien		Pump- speicher, Batterien		Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Gesamt ¹	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
in Mrd. kWh														
Offshore Wind	2,5	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,5	0,8
Onshore Wind / Solar	5,1	1,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,1	1,6
Wasser / Biomasse / Gas	1,6	1,0	0,5	0,6	11,6	12,6	-	-	1,2	3,4	-	-	15,0	17,6
Davon:														
Deutschland ²	0,6	0,7	0,5	0,6	1,9	1,7	-	-	-	-	-	-	3,1	3,0
Großbritannien	0,2	0,1	-	-	6,1	9,2	-	-	-	0,4	-	-	6,3	9,7
Niederlande	0,8	0,2	-	-	2,6	1,5	-	-	1,2	3,0	-	-	4,6	4,7
Türkei	-	-	-	-	1,0	0,2	-	-	-	-	-	-	1,0	0,2
Kohle / Kernenergie ²	-	-	-	-	0,1	-	8,6	13,5	0,8	2,0	5,6	5,9	14,9	21,4
RWE-Konzern	9,2	3,4	0,5	0,6	11,7	12,6	8,6	13,5	2,0	5,4	5,6	5,9	37,5	41,4

1 Inkl. Produktionsmengen, die nicht den genannten Energieträgern zuzuordnen sind (z. B. Strom aus Ölkraftwerken)

2 Inkl. Strombezüge aus Erzeugungsanlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über die wir aber aufgrund langfristiger Nutzungsverträge verfügen können. Im Segment Wasser / Biomasse / Gas sind 0,6 Mrd. kWh bezogen worden (Vorjahr: 0,5 Mrd. kWh) und im Segment Kohle / Kernenergie 0,2 Mrd. kWh (Vorjahr: 0,6 Mrd. kWh).

Deutlich gesunkene Stromproduktion aus Kohlekraftwerken

Im ersten Quartal 2020 hat der RWE-Konzern 37,5 Mrd. kWh Strom erzeugt, 9% weniger als im Vorjahreszeitraum. Der Rückgang ist hauptsächlich unseren Braun- und Steinkohlekraftwerken zuzuordnen, deren Marktbedingungen sich weiter verschlechtert haben. Eine Rolle spielte dabei das hohe Niveau der Stromeinspeisungen aus Windkraftanlagen, die von günstigen Wetterbedingungen profitierten. Daneben machte sich der starke Einbruch des Stromverbrauchs im März infolge der Corona-Krise bemerkbar. Aus den genannten Gründen waren auch unsere britischen Gaskraftwerke weniger im Einsatz als 2019. Bei den erneuerbaren Energien konnten wir dagegen stark zulegen. Hauptgrund dafür ist die erstmalige Berücksichtigung der Aktivitäten, die wir im September 2019 von E.ON übernommen haben. Außerdem profitierten wir vom hohen Windaufkommen. Positiv wirkte auch, dass wir neue Windparks in Betrieb genommen haben (z. B. Peyton Creek in Texas, über den wir auf Seite 3 berichten) und dass wir in unseren niederländischen Steinkohlekraftwerken Amer 9 und Eemshaven verstärkt Biomasse mitverbrannt haben.

Außenumsatz¹ in Mio.€	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	118	-	118	85
Onshore Wind/Solar	628	301	327	1.265
Wasser/Biomasse/Gas	312	252	60	1.200
Energiehandel	2.522	2.904	-382	9.554
Sonstige, Konsolidierung	2	6	-4	6
Kerngeschäft	3.582	3.463	119	12.110
Kohle/Kernenergie	221	253	-32	1.015
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	3.803	3.716	87	13.125
Erdgas-/Stromsteuer	55	39	16	152
RWE-Konzern	3.858	3.755	103	13.277

1 Angepasste Vorjahreswerte wegen geänderter Anwendung von International Financial Reporting Standards (IFRS); zum Hintergrund siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 116

Außenumsatz 2 % über Vorjahr

Unser Außenumsatz erhöhte sich um 2 % auf 3.803 Mio. € (ohne Erdgas- und Stromsteuer). Mit unserem Hauptprodukt Strom erwirtschafteten wir Erlöse von 3.393 Mio. €. Gegenüber 2019 ist das ein Plus von 19 %. Hier machte sich die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON bemerkbar, das im Vorjahresquartal noch nicht zum Konzernumsatz beigetragen hatte. Unsere Gaserlöse machten demgegenüber mit 148 Mio. € nur noch etwa ein Viertel des Niveaus von 2019 aus. Maßgeblich dafür war ein Sondereffekt: Gasverkäufe von RWE Supply & Trading in Tschechien werden seit 1. Juli 2019 als reine Handelstransaktionen und damit nicht mehr im Umsatz erfasst. Eine Kennzahl, die bei nachhaltigkeitsorientierten Investoren immer mehr Beachtung findet, ist der Prozentsatz, den die Erlöse aus Kohlestrom und sonstigen Kohleprodukten am Konzernumsatz ausmachen. Im ersten Quartal 2020 lag der Anteil bei 21 % und damit unter dem Vergleichswert für 2019 (26 %).

Innenumsatz in Mio.€	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	343	169	174	682
Onshore Wind/Solar	86	49	37	271
Wasser/Biomasse/Gas	881	947	-66	3.409
Energiehandel	1.032	1.402	-370	3.266
Sonstige, Konsolidierung	-2.115	-1.953	-162	-6.900
Kerngeschäft	227	614	-387	728
Kohle/Kernenergie	779	733	46	2.385

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	431	164	267	614
Onshore Wind / Solar	209	88	121	295
Wasser / Biomasse / Gas	217	112	105	672
Energiehandel	170	271	-101	731
Sonstige, Konsolidierung	3	5	-2	-129
Kerngeschäft	1.030	640	390	2.183
Kohle / Kernenergie	282	184	98	306
RWE-Konzern	1.312	824	488	2.489

Bereinigtes EBITDA auf 1,3 Mrd. € gestiegen

Im Berichtszeitraum erzielten wir ein bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) von 1.312 Mio. €. Davon entfielen 1.030 Mio. € auf unser Kerngeschäft und die restlichen 282 Mio. € auf das Segment Kohle / Kernenergie. Gegenüber 2019 hat sich das bereinigte EBITDA um 488 Mio. € bzw. 59% erhöht, u. a. wegen der erstmaligen Berücksichtigung des Erneuerbare-Energien-Geschäfts, das wir von E.ON übernommen haben. Auch die stark verbesserte Auslastung unserer Windkraftanlagen und die Wiedereinsetzung des britischen Kapazitätsmarktes trugen maßgeblich zum Ergebnisanstieg bei. Dagegen konnten wir im Handelsgeschäft trotz starker Performance nicht an die außergewöhnlich gute Ertragslage von 2019 anknüpfen.

In den einzelnen Segmenten zeigte sich folgende Ergebnisentwicklung:

- Offshore Wind: Hier erwirtschafteten wir ein bereinigtes EBITDA von 431 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahreswert (164 Mio. €), in dem das übernommene E.ON-Geschäft noch nicht enthalten war, ist das ein deutliches Plus. Wesentlichen Einfluss hatten dabei auch die günstigen Windverhältnisse.
- Onshore Wind / Solar: Auch in diesem Segment konnten wir das bereinigte EBITDA deutlich steigern, und zwar um 121 Mio. € auf 209 Mio. €. Dabei machten sich die gleichen Faktoren bemerkbar wie im Bereich Offshore Wind. Außerdem trug die Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten zum Ergebnisanstieg bei.
- Wasser / Biomasse / Gas: Das bereinigte EBITDA ist hier um 105 Mio. € auf 217 Mio. € gestiegen, u. a. weil wir wesentlich höhere Erträge aus der kommerziellen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes erzielen konnten als 2019. Auch die Wiedereinführung des britischen Kapazitätsmarktes wirkte sich aus. Für das erste Quartal 2020 wurden Kapazitätsprämien von 42 Mio. € gewährt, während die Zahlungen im Vorjahreszeitraum noch ausgesetzt waren.
- Energiehandel: Trotz des abrupten Preisverfalls an den Commodity-Märkten infolge der Corona-Krise verlief unser Handelsgeschäft äußerst zufriedenstellend. Die außergewöhnlich starke Performance des Vorjahres konnten wir allerdings nicht wiederholen. Das bereinigte EBITDA des Segments hat sich daher um 101 Mio. € auf 170 Mio. € verringert.
- Kohle / Kernenergie: Das bereinigte EBITDA hat sich hier um 98 Mio. € auf 282 Mio. € verbessert. Hauptgrund dafür war, dass wir für den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke einen höheren Großhandelspreis erzielten als 2019. Die Erzeugung dieser Anlagen hatten wir bereits in Vorjahren nahezu vollständig auf Termin verkauft. Ein weiterer positiver Effekt ergab sich dadurch, dass wir im September 2019 die Minderheitsanteile von E.ON an den Kernkraftwerken Gundremmingen und Emsland übernommen haben.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	336	123	213	377
Onshore Wind/Solar	116	47	69	59
Wasser/Biomasse/Gas	135	34	101	342
Energiehandel	160	261	-101	691
Sonstige, Konsolidierung	2	5	-3	-128
Kerngeschäft	749	470	279	1.341
Kohle/Kernenergie	206	100	106	-74
RWE-Konzern	955	570	385	1.267

Unser bereinigtes EBIT belief sich im ersten Quartal 2020 auf 955 Mio. €. Damit lag es um 385 Mio. € bzw. 68% über dem Vergleichswert für 2019. Vom bereinigten EBITDA unterscheidet es sich durch die betrieblichen Abschreibungen, die im Berichtszeitraum 357 Mio. € betragen (Vorjahr: 254 Mio. €).

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Veräußerungsergebnis	-1	21	-22	48
Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten ¹	430	-47	477	81
Sonstige	-4	8	-12	-1.210
Neutrales Ergebnis	425	-18	443	-1.081

1. Geänderte Positionsbezeichnung (vorher: Ergebniseffekte aus Derivaten)

Das neutrale Ergebnis, in dem wir bestimmte nicht operative oder aperiodische Sachverhalte erfassen, lag bei 425 Mio. € und damit deutlich über dem Vorjahreswert (-18 Mio. €). Zuzuordnen ist das im Wesentlichen der Position „Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten und Vorräten“. Hier erfassen wir vorläufige Gewinne oder Verluste, die dadurch entstehen, 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. Im Berichtszeitraum führte diese Asymmetrie zu einem hohen positiven Ergebnisbeitrag. Im Vorjahr hatten wir unter der Position einen Verlust ausgewiesen; ausschlaggebend dafür waren Belastungen gewesen, die eingespeichertes Gas betrafen: Obwohl wir das Gas bereits auf Termin verkauft hatten, mussten wir den Bestand mit den niedrigen Spotpreisen zum Bilanzstichtag bewerten.

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Zinserträge	35	37	-2	185
Zinsaufwendungen	-86	-52	-34	-258
Zinsergebnis	-51	-15	-36	-73
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-114	-136	22	-881
Davon: Zinsanteile an Zuführungen zu Bergbaurückstellungen	-100	-30	-70	-581
Übriges Finanzergebnis	-202	52	-254	16
Finanzergebnis	-367	-99	-268	-938

Unser Finanzergebnis betrug – 367 Mio. €. Gegenüber 2019 hat es sich um 268 Mio. € verschlechtert. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis ist um 36 Mio. € auf – 51 Mio. € zurückgegangen, weil die Zinsaufwendungen gestiegen sind. Hier kommt u. a. die Übernahme des Erneuerbare-Energien-Geschäfts von E.ON zum Tragen. Dadurch weisen wir erstmals Zinsaufwendungen aus, die bei der Finanzierung von Onshore-Windparks in den USA entstanden sind.
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen minderten das Ergebnis um 114 Mio. € (Vorjahr: 136 Mio. €). Im Berichtszeitraum ergab sich eine Einmalbelastung aus einer Absenkung des zur Berechnung der Bergbaurückstellungen verwendeten Diskontierungszinssatzes: Der durch die Zinsanpassung verursachte Anstieg der Verpflichtungsbarwerte ist zum Teil als Aufwand in den Zinsanteilen berücksichtigt worden. Ein vergleichbarer Effekt war im Vorjahr bei den Kernenergie Rückstellungen eingetreten.
- Das „Übrige Finanzergebnis“ verschlechterte sich um 254 Mio. € auf – 202 Mio. €. Aufgrund der negativen Auswirkungen der Corona-Krise an den Kapitalmärkten haben wir mit unserem Wertpapier-Portfolio Verluste erlitten, nachdem wir im Vorjahresquartal noch Kursgewinne erzielt hatten. Außerdem führten ungünstige Entwicklungen von Zinsen und Wechselkursen zu Ergebnisbelastungen aus Finanzgeschäften.

Aufgrund der genannten Entwicklungen weisen wir für unsere fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis vor Steuern von 1.013 Mio. € aus (Vorjahr: 453 Mio. €). Die Ertragsteuern beliefen sich auf 290 Mio. €, was einer Steuerquote von 29 % entspricht. Der Anstieg der Quote gegenüber 2019 (17 %) ergibt sich daraus, dass im Organkreis der RWE AG erhöhte Verluste anfielen, für die wir keine latenten Steuern aktivieren konnten. Aktive latente Steuern sind ein Anspruch auf künftige Steuerermäßigungen, der sich aus Unterschieden im Ansatz und/oder in der Bewertung von Vermögensgegenständen und Schulden zwischen der Steuerbilanz und der IFRS-Bilanz ergibt. Die Aktivierung latenter Steuern setzt voraus, dass in späteren Geschäftsjahren steuerliche Gewinne anfallen, die eine Nutzung der Steuerermäßigungen erlauben. Für den Organkreis der RWE AG gibt es dafür zurzeit keine hinreichende Sicherheit. Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von 723 Mio. € (Vorjahr: 375 Mio. €).

Das Ergebnis der nicht fortgeführten Aktivitäten betrug 30 Mio. €. Es stammt aus unserer Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE, von der wir uns im Rahmen des Tauschgeschäfts mit E.ON trennen wollen. Im Vorjahreszeitraum (1.013 Mio. €) enthielt das Ergebnis noch den Beitrag der gesamten nicht fortgeführten innogy-Aktivitäten, die – von VSE abgesehen – im September 2019 veräußert worden sind (siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 45).

Überleitung zum Nettoergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Bereinigtes EBITDA	1.312	824	488	2.489
Betriebliche Abschreibungen	-357	-254	-103	-1.222
Bereinigtes EBIT	955	570	385	1.267
Neutrales Ergebnis	425	-18	443	-1.081
Finanzergebnis	-367	-99	-268	-938
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	1.013	453	560	-752
Ertragsteuern	-290	-78	-212	92
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	723	375	348	-660
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	30	1.013	-983	9.816
Ergebnis	753	1.388	-635	9.156
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	25	412	-387	643
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	-	15	-15	15
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	728	961	-233	8.498
Bereinigtes Nettoergebnis	603	-	-	-

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich um 387 Mio. € auf 25 Mio. € verringert. Hintergrund ist, dass wir uns im September 2019 von unserer 76,8%-Beteiligung an innogy getrennt haben.

Im ersten Quartal 2020 stand keine Hybridanleihe mehr aus, die gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizieren wäre. Dementsprechend lagen die Ergebnisanteile von Hybridkapitalgebern bei null. Im Vorjahr hatten wir noch Anteile von 15 Mio. € ausgewiesen. Sie entfielen auf eine Hybridanleihe über 750 Mio. £, die wir zum 20. März 2019 abgelöst haben.

Das Nettoergebnis des RWE-Konzerns betrug 728 Mio. € (Vorjahr: 961 Mio. €). Bei 614,7 Mio. ausstehenden RWE-Aktien entspricht das einem Ergebnis je Aktie von 1,18 € (Vorjahr: 1,56 €).

Das bereinigte Nettoergebnis belief sich auf 603 Mio. €. Vom IFRS-Nettoergebnis unterscheidet es sich dadurch, dass das von Sondersachverhalten geprägte neutrale Ergebnis und weitere wesentliche Sondereinflüsse herausgerechnet werden. Für 2019 haben wir kein bereinigtes Nettoergebnis ermittelt, da es wegen der erheblichen Einmaleffekte aus dem Tauschgeschäft mit E.ON nur begrenzt aussagefähig gewesen wäre.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte¹ in Mio.€	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	159	63	96	492
Onshore Wind/Solar	220	34	186	752
Wasser/Biomasse/Gas	37	39	-2	212
Energiehandel	10	3	7	29
Sonstige, Konsolidierung	1	-1	2	-3
Kerngeschäft	427	138	289	1.482
Kohle/Kernenergie	39	50	-11	281
RWE-Konzern	466	188	278	1.767²

1. In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

2. Inkl. Konsolidierungseffekt von 4 Mio. € zwischen dem Kerngeschäft und dem Segment Kohle/Kernenergie

Investitionen in Finanzanlagen¹ in Mio.€	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Offshore Wind	-	-	-	-
Onshore Wind/Solar	6	5	1	46
Wasser/Biomasse/Gas	118	1	117	2
Energiehandel	1	-	1	68
Sonstige, Konsolidierung	1	-	1	-112
Kerngeschäft	126	6	120	4
Kohle/Kernenergie	-	-	-	-
RWE-Konzern	126	6	120	4

1. In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst. Die Vorjahreswerte wurden entsprechend angepasst.

Investitionen dreimal so hoch wie im Vorjahreszeitraum

Im ersten Quartal 2020 haben wir 592 Mio. € investiert (Vorjahr: 194 Mio. €). Anders als in der Vergangenheit stellen wir in unserer Finanzberichterstattung nur noch auf die zahlungswirksamen Investitionen ab. Für Sachanlagen haben wir 466 Mio. € eingesetzt. Gegenüber 2019 (188 Mio. €) ist das ein deutliches Plus. Dazu beigetragen hat die erstmalige Einbeziehung der Investitionen im Erneuerbare-Energien-Geschäft, das wir von E.ON erhalten haben. Aber auch ohne diesen Effekt sind die Ausgaben für Sachanlagen gestiegen, u.a. weil wir zurzeit den britischen Nordsee-Windpark Triton Knoll bauen. Unsere Finanzanlageinvestitionen lagen mit 126 Mio. € ebenfalls weit über dem Vorjahreswert (6 Mio. €). Hier machte sich der Erwerb des britischen Gaskraftwerks King's Lynn bemerkbar, über den wir auf Seite 2 berichten.

Kapitalflussrechnung¹ in Mio.€	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019	+/-	Jan – Dez 2019
Funds from Operations	1.075	386	689	1.809
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-2.277	-2.163	-114	-2.786
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.202	-1.777	575	-977
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	538	2.047	-1.509	474
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	275	1.277	-1.002	189
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-10	15	-25	13
Veränderung der flüssigen Mittel	-399	1.562	-1.961	-301
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.202	-1.777	575	-977
Abzüglich Investitionen	-592	-194	-398	-1.771
Zuzüglich Desinvestitionen/Anlagenabgänge	41	39	2	695
Free Cash Flow	-1.753	-1.932	179	-2.053

1. Sämtliche Positionen beziehen sich ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten.

Operativer Cash Flow: Hohe Belastungen aus Sicherheitsleistungen für Commodity-Termingeschäfte

Aus der laufenden Geschäftstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten resultierte ein negativer Cash Flow von – 1.202 Mio.€ (Vorjahr: – 1.777 Mio.€). Maßgeblich dafür waren Vorgänge, die sich in der Veränderung des Nettoumlaufvermögens widerspiegelten. Besonders ins Gewicht fielen dabei Mittelabflüsse aus Variation Margins, die Termingeschäfte mit Strom, Rohstoffen und CO₂-Zertifikaten betrafen. Bei Variation Margins handelt es sich um Zahlungen, mit denen Transaktionspartner untereinander Gewinn- oder Verlustpositionen ausgleichen, die durch die tägliche Neubewertung laufender Kontrakte aufgedeckt werden. Ihr Einfluss auf den Cash Flow ist aber nur vorübergehender Natur und kehrt sich spätestens mit der Realisierung der Transaktionen um. Unsere Liquiditätsbelastungen im ersten Quartal 2020 ergaben sich nicht nur durch Ausgleichszahlungen für laufende Kontrakte, sondern auch dadurch, dass Kontrakte fällig wurden, für die wir in der Vergangenheit Variation Margins erhalten hatten.

Die Investitionstätigkeit unserer fortgeführten Aktivitäten erbrachte einen Cash Flow von 538 Mio.€ (Vorjahr: 2.047 Mio.€). Ausschlaggebend dafür waren Einnahmen aus Wertpapierverkäufen, während die bereits dargestellten Investitionen in Sach- und Finanzanlagen gegenläufig wirkten.

Der Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten betrug 275 Mio.€ (Vorjahr: 1.277 Mio.€). Im Berichtszeitraum haben wir mehr Finanzschulden aufgenommen als getilgt. Dadurch ergab sich ein Nettozufluss von 284 Mio.€. Dem standen Ausschüttungen an Miteigentümer vollkonsolidierter RWE-Gesellschaften in Höhe von 9 Mio.€ gegenüber.

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit hat sich unser Liquiditätsbestand um 399 Mio.€ verringert.

Der Free Cash Flow belief sich auf – 1.753 Mio.€ (Vorjahr: – 1.932 Mio.€). Er spiegelte den Mittelabfluss wider, der sich aus der laufenden Geschäftstätigkeit und aus den Sach- und Finanzanlageinvestitionen ergab.

Nettoschulden¹ in Mio. €	31.03.2020	31.12.2019	+/-
Flüssige Mittel	2.793	3.192	- 399
Wertpapiere	2.123	3.523	- 1.400
Sonstiges Finanzvermögen	2.945	2.383	562
Finanzvermögen	7.861	9.098	- 1.237
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	3.181	2.466	715
Währungskurssicherung von Anleihen	-	7	- 7
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	3.543	3.268	275
Finanzverbindlichkeiten	6.724	5.741	983
Abzüglich 50 % des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	- 562	- 562	-
Nettofinanzvermögen (inkl. Korrektur Hybridkapital)	1.699	3.919	- 2.220
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	3.406	3.446	- 40
Abzüglich aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	- 712	- 153	- 559
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	6.658	6.723	- 65
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks	1.032	951	81
Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten	8.685	7.048	1.637
Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten	261	232	29
Nettoschulden	8.946	7.280	1.666

1. Neue Definition der Nettoschulden; siehe Erläuterung im Text

Höhere Nettoschulden wegen negativem Free Cash Flow

Zum 31. März 2020 weisen wir Nettoschulden von 8.946 Mio. € aus. Davon entfallen 8.685 Mio. € auf unsere fortgeführten Aktivitäten und 261 Mio. € auf die zum Verkauf stehende Beteiligung am slowakischen Energieversorger VSE. In der Finanzberichterstattung über das laufende Geschäftsjahr grenzen wir die Nettoschulden neu ab. Unsere Bergbaurückstellungen, die hauptsächlich die Verpflichtungen zur Rekultivierung von Tagebauflächen abbilden, sind darin nicht mehr erfasst. Ebenso bleiben sämtliche Aktiva unberücksichtigt, mit denen wir die Bergbaurückstellungen decken, also insbesondere unser Anspruch auf staatliche Entschädigung für den Braunkohleausstieg in Höhe von 2,6 Mrd. €. Gegenüber dem Vorjahreswert, den wir entsprechend angepasst haben, sind unsere Nettoschulden um 1.666 Mio. € gestiegen. Hauptursache dafür ist der negative Free Cash Flow. Schuldenmindernd wirkte, dass sich die Barwerte unserer Pensionsverpflichtungen wegen gestiegener Diskontierungssätze verringert haben. Dadurch hat sich das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsrückstellungen trotz negativer Einflüsse der Corona-Krise auf das Planvermögen um 559 Mio. € erhöht.

Prognose 2020

Wegen Corona-Krise: IWF rechnet mit deutlichem Rückgang der Wirtschaftsleistung

Angesichts der Corona-Krise haben Konjunkturoperen ihre Wachstumserwartungen für 2020 deutlich nach unten angepasst. Da ungewiss ist, wie erfolgreich das Virus bekämpft werden kann und wie lange das öffentliche Leben eingeschränkt bleibt, weisen die aktuellen Schätzungen eine ungewöhnlich große Schwankungsbreite auf. Bei der globalen Wirtschaftsleistung reichen sie von – 0,5% bis – 7%. Die Prognose des Internationalen Währungs fonds (IWF) beträgt – 3%. Für Deutschland veranschlagen die Konjunkturforscher des IWF einen Rückgang des Bruttoinlandsprodukts um 7%. In ähnlicher Größenordnung liegen ihre Schätzungen für die Niederlande (– 7,5%), Großbritannien (– 6,5%) und die USA (– 6%).

Stromverbrauch wesentlich niedriger als 2019

Mit der Wirtschaftsleistung schrumpft auch die Stromnachfrage. Auf der Konjunkturprognose des IWF rechnen wir für die oben genannten RWE-Kernmärkte mit Rückgängen von 5 bis 6%. Der dämpfende Einfluss der Corona-Krise auf den Energiebedarf hat sich bereits in stark verringerten Notierungen im Stromgroßhandel niedergeschlagen. Wann sich die Preise wieder erholen, ist ungewiss.

Wegen frühzeitiger Stromterminverkäufe nur begrenzte Risiken für RWE

Auf unsere diesjährige Ertragslage hat die beschriebene Entwicklung nur geringen Einfluss, denn wir haben unsere Stromproduktion für 2020 bereits nahezu vollständig zu fixen Konditionen auf Termin verkauft. Diese Transaktionen sind mit bis zu dreijährigem Vorlauf getätigt worden. Geringe Risiken durch Mengenreduktionen oder Zahlungsausfälle sehen wir lediglich bei der Direktbelieferung von Großkunden der RWE Supply & Trading. Stabilisierenden Einfluss hat der hohe Anteil regulierter Erträge im Erneuerbare-Energien-Geschäft. Außerdem profitieren wir im laufenden Geschäftsjahr von der bislang sehr guten Auslastung unserer Windkraftanlagen.

Ausblick in Mio. €	Ist 2019	Prognose 2020
Bereinigtes EBITDA	2.489	2.700 – 3.000
Davon:		
Kerngeschäft	2.183	2.150 – 2.450
Davon:		
Offshore Wind	614	900 – 1.100
Onshore Wind / Solar	295	500 – 600
Wasser / Biomasse / Gas	672	550 – 650
Energiehandel	731	150 – 350
Kohle / Kernenergie	306	500 – 600
Bereinigtes EBIT	1.267	1.200 – 1.500
Bereinigtes Nettoergebnis	-	850 – 1.150

RWE-Konzern bekräftigt Ergebnisprognose für 2020

Unsere Ergebnisprognose für das laufende Geschäftsjahr, die wir im Geschäftsbericht 2019 auf Seite 94 f. veröffentlicht haben, gilt unverändert fort. Sie ist in der Tabelle auf der Vorseite unten dargestellt. Für den Konzern rechnen wir mit einem bereinigten EBITDA von 2.700 bis 3.000 Mio. € (Vorjahr: 2.489 Mio. €); davon werden voraussichtlich 2.150 bis 2.450 Mio. € im Kerngeschäft erwirtschaftet. Bei erwarteten betrieblichen Abschreibungen von rund 1.500 Mio. € ergibt sich für unser bereinigtes Konzern-EBIT ein Korridor von 1.200 bis 1.500 Mio. € (Vorjahr: 1.267 Mio. €). Das um Sondereinflüsse bereinigte Nettoergebnis veranschlagen wir unverändert auf 850 bis 1.150 Mio. €. Auch unsere Ergebnis-Prognose für die Segmente können wir bekräftigen.

Sachinvestitionen deutlich über Vorjahr

Im Hinblick auf die Investitionen ist unser Ausblick ebenfalls unverändert. Die Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden wesentlich höher sein als 2019 (2.090 Mio. €), u. a. weil wir das von E.ON erhaltene Erneuerbare-Energien-Geschäft erstmals mit vollen zwölf Monaten in den Konzernzahlen berücksichtigen. Aber auch ohne diesen Effekt dürften die Sachinvestitionen in unserem Kerngeschäft steigen. Grund dafür ist, dass wir im laufenden Jahr einige große Windparks bauen, z. B. Triton Knoll in der britischen Nordsee. Außerhalb des Kerngeschäfts im Segment Kohle / Kernenergie planen wir Sachinvestitionen von 200 bis 300 Mio. €, die im Wesentlichen der Instandhaltung unserer Kraftwerke und Tagebaue dienen.

Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA: Obergrenze von 3,0 wird voraussichtlich eingehalten

Eine wichtige Steuerungsgröße für uns ist das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts (Leverage Factor). Bei der Ermittlung dieser Kennzahl verwenden wir eine neue Definition der Nettoschulden, die wir auf Seite 15 erläutern. Wir haben für den Leverage Factor eine langfristige Obergrenze von 3,0 festgelegt und sind zuversichtlich, diese Grenze im laufenden Geschäftsjahr einhalten zu können. Bei einer ungünstigen Entwicklung der Commodity-Preise und dementsprechend hohen Mittelabflüssen aus Variation Margins lässt sich allerdings nicht ausschließen, dass wir vorübergehend einen etwas höheren Wert als 3,0 ausweisen.

Dividende für das Geschäftsjahr 2020

Unsere Ausschüttungspolitik richten wir am Grundsatz der wirtschaftlichen Nachhaltigkeit aus. Unabhängig vom Fortgang der Corona-Krise strebt der Vorstand für das Geschäftsjahr 2020 eine gegenüber 2019 leicht erhöhte Dividende je Aktie in Höhe von 0,85 € an. In den folgenden Jahren soll die Ausschüttung nach Maßgabe der Ergebnisentwicklung in unserem Kerngeschäft weiter kontinuierlich steigen.

Konzernzwischenabschluss (verkürzt)

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Jan - Mrz 2020	Jan - Mrz 2019 ¹
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	3.858	3.755
Erdgas-/Stromsteuer	-55	-39
Umsatzerlöse	3.803	3.716
Materialaufwand	-2.064	-2.666
Personalaufwand	-571	-523
Abschreibungen	-358	-254
Sonstiges betriebliches Ergebnis	460	188
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	109	62
Übriges Beteiligungsergebnis	1	29
Finanzerträge	439	200
Finanzaufwendungen	-806	-299
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	1.013	453
Ertragsteuern	-290	-78
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	723	375
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	30	1.013
Ergebnis	753	1.388
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	25	412
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		15
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	728	961
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie in €	1,18	1,56
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €	1,15	0,52
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €	0,03	1,04

¹ Angepasste Werte: Durch die Umsetzung der IFRS-IC-Agenda-Entscheidung „Failed-own-Use“ wurden die Umsatzerlöse und die Materialaufwendungen des ersten Quartals 2019 um jeweils 153 Mio. € verringert; zum Hintergrund siehe Geschäftsbericht 2019, Seite 116.

Gesamtergebnisrechnung

Beträge nach Steuern – in Mio. €	Jan – Mrz 2020	Jan – Mrz 2019
Ergebnis	753	1.388
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	441	-82
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	-165	104
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	276	22
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-358	105
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-35	34
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	117	-1.344
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-2	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-278	-1.205
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-2	-1.183
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	751	205
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	738	-158
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		15
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	13	348

Bilanz

Aktiva in Mio. €	31.03.2020	31.12.2019
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	4.699	4.809
Sachanlagen	19.297	19.097
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.187	3.236
Übrige Finanzanlagen	4.314	4.391
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.574	3.712
Latente Steuern	543	706
	36.614	35.951
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	1.065	1.585
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	3.272	3.621
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	21.582	15.311
Wertpapiere	1.867	3.258
Flüssige Mittel	2.793	3.192
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	1.347	1.274
	31.926	28.241
	68.540	64.192
Passiva in Mio. €	31.03.2020	31.12.2019
Eigenkapital		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	16.745	16.945
Anteile anderer Gesellschafter	506	503
	17.251	17.448
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	18.965	18.936
Finanzverbindlichkeiten	4.091	3.924
Übrige Verbindlichkeiten	2.144	1.899
Latente Steuern	2.060	2.259
	27.260	27.018
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	2.655	2.638
Finanzverbindlichkeiten	2.633	1.810
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	2.286	2.987
Übrige Verbindlichkeiten	15.948	11.781
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	507	510
	24.029	19.726
	68.540	64.192

Kapitalflussrechnung

in Mio. €	Jan - Mrz 2020	Jan - Mrz 2019
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	723	375
Abschreibungen/Zuschreibungen	304	255
Veränderung der Rückstellungen	35	-97
Latente Steuern/zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	13	-147
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-2.277	-2.163
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	-1.202	-1.777
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-11	-1.278
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	-1.213	-3.055
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten¹	538	2.047
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-9	-200
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	529	1.847
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	275	1.277
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	8	200
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	283	1.477
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-401	269
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-10	15
Veränderung der flüssigen Mittel	-411	284
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	3.212	5.225
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen	20	1.702
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz	3.192	3.523
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	2.801	5.509
Davon: als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen	8	1.125
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz	2.793	4.384

1. Nach Erst-/Nachdotierung von Planvermögen in Höhe von 100 Mio. € (Vorjahr: 42 Mio. €)

Finanzkalender 2020/2021

26. Juni 2020	Virtuelle Hauptversammlung
29. Juni 2020	Ex-Dividende-Tag
1. Juli 2020	Dividendenzahlung
13. August 2020	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2020
12. November 2020	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2020
16. März 2021	Bericht über das Geschäftsjahr 2020
28. April 2021	Hauptversammlung
29. April 2021	Ex-Dividende-Tag
3. Mai 2021	Dividendenzahlung
12. Mai 2021	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2021
12. August 2021	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2021
11. November 2021	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2021

Die vorliegende Zwischenmitteilung ist am 14. Mai 2020 veröffentlicht worden.