

RWE

Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2022

Bereinigtes Nettoergebnis im ersten Halbjahr auf 1,6 Mrd. € gestiegen // Fast 30 % mehr Strom aus Windkraft // Hohe Belastungen durch Stopp russischer Kohlelieferungen // Ergebnisprognose für das Gesamtjahr angehoben // RWE erwartet für 2022 bereinigtes Nettoergebnis von 2,1 Mrd. € bis 2,6 Mrd. €

Inhalt

1 RWE am Kapitalmarkt	3
2 Lagebericht	4
Rahmenbedingungen unseres Geschäfts	4
Wesentliche Ereignisse	10
Anmerkungen zur Berichtsweise	14
Geschäftsentwicklung	16
Prognose 2022	28
Aktuelle Einschätzung der Risikolage	29
3 Versicherung der gesetzlichen Vertreter	31
4 Konzernzwischenabschluss (verkürzt)	32
Gewinn- und Verlustrechnung	32
Gesamtergebnisrechnung	33
Bilanz	34
Kapitalflussrechnung	36
Veränderung des Eigenkapitals	37
Anhang	38
5 Bescheinigung nach prüferischer Durchsicht	47
6 Finanzkalender 2022 / 2023	48

Auf einen Blick

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / -	Jan – Dez 2021
Stromerzeugung ¹	GWh	77.752	78.404	-652	160.753
Außenumsatz (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	Mio. €	16.188	8.448	7.740	24.526
Bereinigtes EBITDA	Mio. €	2.858	1.751	1.107	3.650
Bereinigtes EBIT	Mio. €	2.104	1.042	1.062	2.185
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	2.577	1.522	1.055	1.522
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	2.083	1.432	651	721
Bereinigtes Nettoergebnis	Mio. €	1.566	870	696	1.569
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	2.905	5.012	-2.107	7.274
Investitionen	Mio. €	2.154	2.004	150	3.769
in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	1.293	2.012	-719	3.689
in Finanzanlagen	Mio. €	861	-8	869	80
Anteil der taxonomiefähigen Investitionen ²	%	88	-	-	88
Free Cash Flow	Mio. €	792	3.405	-2.613	4.562
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien	Tsd. Stück	676.220	676.220	-	676.220
Ergebnis je Aktie	€	3,08	2,12	0,96	1,07
Bereinigtes Nettoergebnis je Aktie	€	2,32	1,29	1,03	2,32
		30.06.2022			31.12.2021
Nettovermögen (+) / Nettoschulden (-)	Mio. €	1.892	-	-	360
Mitarbeiter ³		18.201	-	-	18.246

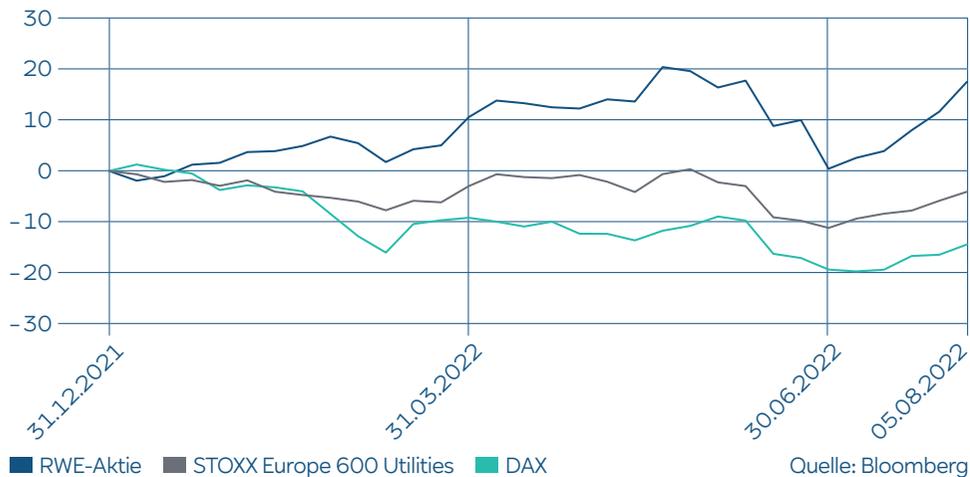
1 Angepasste Vorjahreswerte (siehe Seite 16).

2 Taxonomiefähig sind Wirtschaftsaktivitäten, für die Kriterien gemäß der EU-Taxonomie-Verordnung existieren – ungeachtet dessen, ob die Kriterien erfüllt werden; siehe Erläuterung im Geschäftsbericht 2021 auf Seite 34 f.

3 Umgerechnet in Vollzeitstellen.

RWE am Kapitalmarkt

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



Ukraine-Krieg und Zinswende trüben Börsenstimmung. Der DAX erlebte 2022 das schwächste erste Halbjahr seit der Finanzmarktkrise 2008. In den ersten sechs Monaten stürzte der deutsche Leitindex um mehr als 3.100 Punkte auf 12.784 Punkte ab. Damit büßte er ein Fünftel seines Wertes ein. Hauptgrund für die schwache Performance war der Krieg Russlands gegen die Ukraine. Der Konflikt hat Deutschland und zahlreiche weitere europäische Staaten in eine schwere Energiekrise gestürzt. Stark reduzierte Brennstoffeinfuhren aus Russland haben die bereits hohen Rohstoffpreise weiter nach oben getrieben und Ängste um die Versorgungssicherheit ausgelöst. Auch die durch die Energieknappheit angeheizte Inflation trübte die Börsenstimmung. Sie nährte die Befürchtung, die Europäische Zentralbank (EZB) könnte von ihrer lockeren Geldpolitik abrücken, mit der sie in den

vergangenen Jahren maßgeblich zum Aufschwung an den Aktienmärkten beigetragen hatte. Die Erwartung bestätigte sich, als EZB-Chefin Lagarde Anfang Juni eine Anhebung des Leitzinses ankündigte, die im Juli dann auch erfolgte. Inzwischen haben führende Wirtschaftsforschungsinstitute ihre anfangs noch optimistischen Konjunkturprognosen für 2022 deutlich nach unten korrigiert.

RWE-Aktie trotz negativem Marktumfeld. Die RWE-Aktie war im ersten Halbjahr 2022 einer der stärksten Titel im DAX. Ende Juni notierte sie mit 35,08€ und damit nur geringfügig unter dem Schlusskurs von 2021 (35,72€). Inklusiv der im Mai gezahlten Dividende von 0,90€ war ihre Performance sogar leicht positiv. Damit konnte unsere Aktie auch den Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities (-11%) auf Distanz halten. Finanzanalysten bescheinigen RWE trotz der schwierigen Rahmenbedingungen gute Ertragsperspektiven. Dazu trägt bei, dass Länder wie Deutschland und Großbritannien beim Ausbau der erneuerbaren Energien aufs Tempo drücken wollen – nicht zuletzt um ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen schnell zu verringern. Analysten und Investoren sind deshalb noch zuversichtlich, dass wir unsere ambitionierten Wachstumsziele im grünen Kerngeschäft erreichen. Ein weiterer positiver Faktor war, dass sich die im Markt erzielbaren Erzeugungsmargen verbessert haben. Stark belastend wirkte die Sorge wegen eines möglichen Gaslieferstopps aus Russland. Dies zeigte sich insbesondere zur Jahresmitte, als die Gasflüsse durch die Pipeline Nord Stream 1 im Zuge von Wartungen zeitweise auf null gedrosselt wurden.

Rahmenbedingungen unseres Geschäfts

Regulatorisches Umfeld

Europa will unabhängiger von Energie aus Russland werden – EU-Kommission stellt Maßnahmenpaket REPowerEU vor. Seit Februar 2022 stehen die politischen und wirtschaftlichen Entwicklungen an den Energiemärkten im Zeichen der Ukraine-Krise. Wegbrechende Rohstofflieferungen aus Russland haben die Commodity-Preise auf Rekordhöhe schnellen lassen und zahlreiche europäische Staaten dazu veranlasst, Maßnahmen für eine Absicherung der Energieversorgung einzuleiten. Auch die EU hat zügig auf die neue politische Lage reagiert. Im Mai stellte die EU-Kommission das Paket REPowerEU vor, in dem sie den Weg zu einer klimafreundlichen, von Russland unabhängigen Energieversorgung konkretisiert. Kern des Pakets ist ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien. Ihr Anteil am Primärenergieverbrauch soll bis 2030 auf 45 % erhöht werden; aktuell liegt die Zielmarke noch bei 32 %. Bei der Photovoltaik strebt die EU für 2025 Kapazitäten von mehr als 320 GW an. 2030 sollen es dann 600 GW sein. Außerdem will die EU den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft beschleunigen, insbesondere in den Sektoren Verkehr und Industrie. Bis 2030 soll die jährliche Produktion von grünem Wasserstoff innerhalb der EU ein Niveau von 10 Mio. Tonnen erreichen – bei Einfuhren in gleicher Höhe. Die europäische Gasversorgung wird sich nach den Plänen der Kommission künftig verstärkt auf Übersee-Importe von verflüssigtem Erdgas (Liquefied Natural Gas, kurz: LNG) stützen. Außerdem schlägt die Kommission vor, das in der Corona-Krise geschnürte Wiederaufbaupaket der EU um 20 Mrd. € aufzustocken; die Mittel dafür sollen durch den Verkauf von Emissionszertifikaten aus der Marktstabilitätsreserve beschafft werden. Nachdem die europäischen Regierungschefs Ende Mai ihre Zustimmung zum Paket signalisiert haben, wird die Kommission nun entsprechende Gesetzesvorschläge erarbeiten. Diese müssen dann vom Europäischen Parlament und vom Ministerrat gebilligt werden.

EU will Gas solidarisch einsparen. Ende Juli haben sich die EU-Mitgliedstaaten darauf verständigt, ihren Gasverbrauch im Zeitraum vom 1. August 2022 bis 31. März 2023 um 15 % gegenüber dem Durchschnitt der letzten fünf Jahre zu senken. Das soll dazu beitragen, Versorgungsengpässe in den von russischem Pipelinegas abhängigen Mitgliedstaaten zu verhindern. Wie die Verbrauchssenkungen konkret erreicht werden, ist Sache der Länder. Private Haushalte und wichtige Einrichtungen der kritischen Infrastruktur sollen davon möglichst ausgenommen bleiben. Die Einsparziele können unter bestimmten Voraussetzungen rechtsverbindlich werden. Unter anderem müsste der Ministerrat grünes Licht geben. Länder wie Spanien und Portugal, die nicht an das europäische Gasverbundnetz angeschlossen sind, können Ausnahmen von den Einsparzielen beantragen.

Bundesregierung aktiviert Gasnotfallplan. Auch die Bundesregierung hat ihren energiepolitischen Kurs neu justiert. Eine der ersten Maßnahmen nach Ausbruch des Ukraine-Kriegs war im März 2022 die Aktivierung des „Notfallplans Gas“. Diesen Plan, der auf einer EU-Verordnung basiert, gibt es bereits seit 2019. Er sieht drei Eskalationsstufen vor: Die erste wurde am 30. März und die zweite am 23. Juni ausgerufen. Stufe 1 (Frühwarnstufe) setzt voraus, dass sich die Möglichkeit einer erheblichen Verschlechterung der Gasversorgungslage abzeichnet, während es bei Stufe 2 (Alarmstufe) bereits zu einer Störung der Gasversorgung gekommen ist. Bei der dritten Eskalationsstufe (Notfallstufe), die noch nicht ausgerufen wurde, liegt eine beträchtliche Verschlechterung der Versorgungslage vor, die nicht mehr vom Markt allein bewältigt werden kann. Die Bundesregierung wäre dann legitimiert, diskretionär in die Gasversorgung einzugreifen und bei Bedarf eine Mengenzuteilung vorzunehmen.

Reform des deutschen Energiesicherungsgesetzes. Der Deutsche Bundestag und der Bundesrat haben im Mai und im Juli das seit 1975 bestehende Energiesicherungsgesetz (EnSiG) reformiert, um dem Bund zusätzliche Krisenmanagement-Instrumente an die Hand zu geben. Beispielsweise hat der Staat nun die Möglichkeit, Energieunternehmen unter Treuhandverwaltung zu stellen oder sogar zu enteignen, wenn sie ihre Funktion als Teil der kritischen Infrastruktur nicht erfüllen und eine Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit droht. Geraten Gesellschaften in eine finanzielle Schieflage, kann der Bund sie auffangen. Ins Gesetz aufgenommen wurde auch ein von der Bundesnetzagentur aktivierbares Preis-anpassungsrecht gemäß § 24 EnSiG, das es den Unternehmen erlaubt, Mehrkosten durch die Ersatzbeschaffung für Importausfälle entlang der gesamten Lieferkette bis zum Endverbraucher weiterzugeben. Im Falle solcher Preisadjustierungen haben Kunden ein außerordentliches Kündigungsrecht. Als Alternative zu diesem Mechanismus räumt das Gesetz der Bundesregierung in § 26 EnSiG die Option ein, über eine Verordnung eine saldierte Preis-anpassung einzuführen. Dabei werden die erhöhten Beschaffungskosten der Importeure über eine Umlage direkt an alle Endkunden weitergegeben. Der Kunde hat in diesem Fall kein Kündigungsrecht. Anfang August hat das Bundeskabinett eine befristete Einführung der Umlage nach § 26 EnSiG beschlossen, die ab 1. Oktober 2022 erhoben werden soll.

Bund holt Kohle- und Ölkraftwerke in den Markt zurück, um Erdgas zu sparen. Im Juli ist das deutsche Ersatzkraftwerkebereithaltungsgesetz in Kraft getreten. Es sieht die Nutzung zusätzlicher Kohle- und Ölkraftwerke vor, damit weniger Erdgas für die Stromerzeugung benötigt wird. Das Gesetz ist bis Ende März 2024 befristet. Die Gasersatzflotte soll im regulären Markt eingesetzt werden. Sie verfügt über eine Gesamtleistung von rund 10 GW. Darin enthalten sind systemrelevante Steinkohlekraftwerke (2,6 GW), die 2022 und 2023 gemäß Kohleausstiegsgesetz stillgelegt werden sollten. Hinzu kommen Anlagen aus der bestehenden Netzreserve, die mit Steinkohle (4,3 GW) oder Mineralöl (1,6 GW) betrieben werden. Vervollständigt wird die Gasersatzflotte durch Braunkohlekraftwerke (1,9 GW), die sich derzeit in der gesetzlichen Sicherheitsbereitschaft befinden, darunter drei RWE-Blöcke mit einer Gesamtleistung von 0,9 GW. Die Betreibergesellschaften müssen nun die erforderlichen Maßnahmen ergreifen, damit die Kraftwerke einsatzfähig sind. Die Aktivierung der Reserve-

anlagen erfolgt auf dem Verordnungsweg. Für Steinkohlekraftwerke gibt es bereits seit Juli eine entsprechende Rechtsverordnung: Darin ist festgelegt, dass die Anlagen zunächst bis 30. April 2023 laufen können. Die Aktivierung der Braunkohlekraftwerke soll nach einer Ankündigung des Bundeswirtschaftsministers zum 1. Oktober erfolgen. Das Gesetz sieht außerdem vor, dass die Bundesregierung im Notfall Maßnahmen zur Verringerung oder Beendigung der Gasverstromung treffen kann. Davon ausgenommen sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Die Eingriffe müssen auf höchstens sechs Monate befristet sein.

Neues Gesetz legt Mindestfüllstände für deutsche Gasspeicher fest. Ende März hat der Deutsche Bundestag das Gasspeichergesetz beschlossen. Mit dem Regelwerk soll sichergestellt werden, dass im Winter genügend Gasvorräte zur Verfügung stehen. Nach der Zustimmung durch den Bundesrat ist das Gesetz am 30. April in Kraft getreten. Es sieht bestimmte Mindestfüllstände für die deutschen Gasspeicher vor. Sie betragen 65 % zum 1. August eines Jahres, 80 % zum 1. Oktober, 90 % zum 1. November und 40 % zum 1. Februar. Im Juli hat die Bundesregierung die Untergrenzen für 1. Oktober und 1. November per Verordnung auf 85 % bzw. 95 % angehoben. Die Betreiber der Gasspeicher müssen kontrollieren, dass die Vorgaben eingehalten werden. Falls die Pächter ihre gebuchten Kapazitäten nicht ausreichend befüllen, können ihnen diese entzogen und dem Marktgebietsverantwortlichen zur Verfügung gestellt werden, der dann für die Befüllung sorgt. Das Gesetz ist bis April 2025 befristet.

Bundesregierung erlässt LNG-Beschleunigungsgesetz. Um den Gasbezug zu diversifizieren und möglichst schnell unabhängig von russischem Erdgas zu werden, hat der Bundestag im Mai das LNG-Beschleunigungsgesetz beschlossen. Durch einen vorübergehenden Verzicht auf Umweltverträglichkeitsprüfungen soll gewährleistet werden, dass Terminals zur Anlandung und Regasifizierung von LNG und die erforderliche Pipeline-Infrastruktur zügig fertiggestellt werden können. Nach dem Gesetz haben Klagen gegen LNG-Projekte keine aufschiebende Wirkung. Außerdem ist der Rechtsweg auf eine Instanz beschränkt. Die Genehmigungen für den Betrieb der Terminals gelten bis maximal 2043. Danach soll die Nutzung auf klimaneutrale Gase, z. B. grünen Wasserstoff, beschränkt werden.

Deutschland stellt Weichen für schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien. Bereits bei Übernahme der Regierungsverantwortung Ende 2021 hat die Koalition aus SPD, Grünen und FDP dem beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien oberste Priorität eingeräumt. Ihre Vorstellungen dazu konkretisierte sie im sogenannten Osterpaket vom 6. April 2022, das drei Monate später durch mehrere Gesetzesnovellen rechtlich verankert wurde. Demnach soll die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien bis 2030 einen Anteil von 80% des Bruttostromverbrauchs erreichen. Das alte Ziel hatte bei 65% gelegen. Die deutschen Offshore-Windkraftkapazitäten sollen im Laufe der Dekade auf 30 GW ansteigen. Für 2045 sind 70 GW anvisiert. Auf dem Gebiet der Onshore-Windkraft und der Photovoltaik sollen die Kapazitäten bis 2030 auf 115 GW bzw. 215 GW erhöht werden. Bis zur Mitte der Dekade will die Bundesregierung bei diesen beiden Technologien einen jährlichen Zubau von 10 GW bzw. 22 GW erreichen. Dafür wurde per Gesetz der Grundsatz verankert, dass die Nutzung erneuerbarer Energien im überragenden öffentlichen Interesse liegt und der öffentlichen Sicherheit dient. Sie erhält dadurch Vorrang bei der Abwägung mit anderen Schutzgütern, sodass bestehende Investitionshemmnisse leichter abgebaut und insbesondere Planungs- und Genehmigungsprozesse beschleunigt werden können. Die Bundesländer sind verpflichtet, 2% ihrer Flächen für Onshore-Windkraftanlagen zur Verfügung zu stellen. Dieser Zielwert soll 2032 erreicht werden. Aktuell sind 0,8% der Fläche Deutschlands für Windkraft ausgewiesen. Die Reform beinhaltet auch eine Neugestaltung des Fördersystems für Windenergie auf See. Dieses wird auf zwei gleichberechtigte Säulen gestellt: Neben Auktionen für Gebiete, die das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrografie bereits voruntersucht hat, können Windkraftentwickler nun auch Flächen ersteigern, für die noch keine Voruntersuchung stattfand. Bei den Auktionen sollen unterschiedliche Kriterien zur Anwendung kommen: Handelt es sich um voruntersuchte Flächen, sollen neben einer Gebotskomponente auch qualitative Kriterien herangezogen werden. Für nicht voruntersuchte Flächen zählt allein die Höhe der Gebotskomponente. Die Gesetzesreform bringt überdies Entlastungen für die Verbraucher: Die Förderung der erneuerbaren Energien wird nun nicht mehr wie bisher durch eine Umlage auf den Strompreis, sondern aus dem Bundeshaushalt finanziert.

Niederlande setzen Obergrenze für Kohleeinsatz in Kraftwerken aus. Die niederländische Regierung hat im Juni ein Gesetz zurückgezogen, das die Nutzung von Steinkohle zur Stromerzeugung limitierte. Nach dem Gesetz, das erst Anfang 2022 in Kraft getreten war, mussten die jährlichen CO₂-Emissionen durch den Kohleeinsatz auf maximal 35% des in der jeweiligen Anlage theoretisch möglichen Niveaus begrenzt werden. Die Kraftwerksbetreiber sollten dafür Entschädigungen erhalten. Anlass für die Rücknahme des Gesetzes, die nach der Sommerpause noch vom Parlament gebilligt werden muss, ist die gegenwärtige Energiekrise. Die Betreiber der Anlagen sind angehalten, schnellstmöglich ihre Kohleverstromung zu erhöhen und damit das Einsparen von Erdgas zu ermöglichen. Derzeit laufen Verhandlungen über die Höhe der Kompensationen, die den Kraftwerksbetreibern für die Beschränkungen im ersten Halbjahr gewährt werden. Die Entschädigungen müssen zudem von der EU-Kommission beihilferechtlich genehmigt werden.

Großbritannien will unabhängiger von Rohstoffimporten werden – ambitioniertere Ausbauziele für Offshore-Windkraft und Wasserstoff. Die britische Regierung hat dem Parlament Anfang Juli ein Gesetz zur Verbesserung der Energieversorgungssicherheit vorgelegt. Ziel ist es, das Land unabhängiger von Rohstoffimporten zu machen und die Nutzung heimischer Energiequellen voranzutreiben. Das Gesetz umfasst eine Vielzahl von Maßnahmen, die die Stromproduktion, die Netzinfrastruktur und das Thema Energieeffizienz betreffen. Geplant ist u. a. ein beschleunigter Ausbau der erneuerbaren Energien. Bis 2030 sollen die Offshore-Windkraftkapazitäten des Landes auf 50 GW erhöht werden. Das sind 10 GW mehr als zunächst vorgesehen. Schwimmende Windparks sollen dann bereits auf eine Gesamtleistung von 5 GW kommen. Auch beim Ausbau der Wasserstoffwirtschaft drückt die Regierung aufs Tempo: Ihre Ambition, die Produktionskapazität bis 2030 auf 10 GW zu steigern, bedeutet eine Verdoppelung gegenüber der bisherigen Zielsetzung. Eine tragende Rolle im Regierungskonzept spielt auch die Kernenergie: Sie soll bis 2050 auf 24 GW Erzeugungskapazität ausgebaut werden und dann ein Viertel des voraussichtlichen Strombedarfs decken.

1
RWE am Kapitalmarkt

2
Lagebericht
Rahmenbedingungen
unseres Geschäfts

3
Versicherung der
gesetzlichen Vertreter

4
Konzernzwischenabschluss
(verkürzt)

5
Bescheinigung nach
prüferischer Durchsicht

6
Finanzkalender 2022 / 2023

Sonderabgaben für Energieunternehmen in Italien, Großbritannien und Spanien. Als Reaktion auf die hohen Gas- und Strompreise haben einige europäische Staaten befristete Sonderabgaben auf die Gewinne von Energieunternehmen angekündigt. Mit den Einnahmen sollen einkommensschwache Haushalte unterstützt werden. In Italien wurden entsprechende Pläne bereits umgesetzt. Dort hat das Parlament im Mai eine Sonderabgabe von 25 % auf Zusatzgewinne im Zeitraum von Oktober 2021 bis April 2022 beschlossen. Ermittelt werden diese per Vorjahresvergleich. Außerdem hat Italien den Strompreis gedeckelt, den Erneuerbare-Energien-Anlagen im laufenden Jahr erzielen können. In Großbritannien wird seit Ende Mai eine bis 31. Dezember 2025 befristete Extra-Abgabe von 25 % auf Gewinne aus der Öl- und Gasförderung erhoben. Im Gegenzug erhalten die betroffenen Unternehmen steuerliche Entlastungen für Investitionen. Für britische Stromproduzenten sind bislang keine solchen Maßnahmen vorgesehen. In Spanien hat die Regierung Ende Juli einen Gesetzentwurf vorgelegt, nach dem Energieunternehmen und Banken eine Sonderabgabe auf den Umsatz der beiden kommenden Jahre entrichten müssen. Im Energiesektor beträgt der Steuersatz 1,2 %. Betroffen sind aber nur Gesellschaften, die im Jahr 2019 Erlöse von mehr als 1 Mrd. € erzielt haben. Unsere spanischen Tochterunternehmen liegen deutlich unter dieser Grenze.

EU-Kommission arbeitet an Rechtsrahmen für grünen Wasserstoff. Am 20. Mai hat die Europäische Kommission in einem delegierten Rechtsakt festgelegt, welche Kriterien Wasserstoff erfüllen muss, um als grün eingestuft zu werden. Eine wichtige, ab 2027 einzuhaltende Voraussetzung ist, dass der für die H₂-Herstellung verwendete Strom aus neu gebauten und ungeforderten Erneuerbare-Energien-Anlagen stammen muss. Dies soll auch für Wasserstoffimporte in die EU gelten. Durch diese strenge Vorgabe will die EU-Kommission sicherstellen, dass genug grüner Strom für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zur Verfügung steht. Nach der Veröffentlichung des delegierten Rechtsaktes hat eine vierwöchige öffentliche Konsultation stattgefunden. Nun muss die Kommission den finalen Text vorlegen. Danach können das Europäische Parlament und der Ministerrat keine Detailanpassungen mehr veranlassen, sondern nur noch ein Vetorecht ausüben, mit dem der Rechtsakt in Gänze abgelehnt wäre. Eine Entscheidung wird bis Ende 2022 erwartet.

Taxonomie-Kriterien für Gas- und Kernkraftwerke gebilligt. Seit Mitte des Jahres steht fest, dass Gas- und Kernkraftwerke gemäß der europäischen Taxonomie-Verordnung unter bestimmten Bedingungen als nachhaltig klassifiziert werden können. Im Februar hatte die EU-Kommission einen delegierten Rechtsakt verabschiedet, der die Bedingungen dafür konkretisiert. Das Europäische Parlament und der Ministerrat haben den Rechtsakt indirekt gebilligt, indem sie ein bis 11. Juli befristetes Vetorecht verstreichen ließen. Die Kriterien der Kommission werden somit zum 1. Januar 2023 wirksam. Relevant für uns sind die Regelungen, die sich auf Gaskraftwerke beziehen. Diese können als nachhaltige Übergangsaktivitäten eingestuft werden, sofern sie bis 2030 genehmigt werden. Die Kraftwerke müssen emissionsintensivere Anlagen ersetzen und spätestens ab 2036 komplett mit klimafreundlichen Gasen wie Wasserstoff betrieben werden. Außerdem darf ihr CO₂-Ausstoß nicht zu hoch sein. Der Rechtsakt nennt zwei Obergrenzen, von denen eine eingehalten werden muss: 270 g CO₂/kWh oder 550 kg CO₂/kW direkte Emissionen pro Jahr als Durchschnittswert über einen Zeitraum von 20 Jahren.

US-Regierung garantiert vorläufige Zollfreiheit für Solarmodule aus Südostasien. Im Juni hat US-Präsident Biden in einer „Executive Action“ festgelegt, dass bis Mitte 2024 keine Zölle auf Solarmodule aus Kambodscha, Malaysia, Thailand und Vietnam erhoben werden. Grund für diesen Schritt war, dass Module aus den genannten Ländern zurzeit Gegenstand einer Untersuchung des US-Handelsministeriums sind. Die Behörde prüft, ob genügend Produktionsschritte in den Ländern stattfinden oder ob dort lediglich chinesische Komponenten zusammengefügt werden, um Zölle auf in China gefertigte Module zu umgehen. Sollte Letzteres der Fall sein, drohen Strafzölle. Die Ankündigung der Untersuchung im März hatte die US-Solarbranche stark verunsichert und die Einfuhren südostasiatischer Module zum Erliegen gebracht. Dadurch ist es zu Projektverzögerungen gekommen, von denen auch RWE betroffen war. Die Executive Action soll nun dafür sorgen, dass die Solarprojekte in den USA wieder Fahrt aufnehmen und es nicht zu massiven Kostensteigerungen bei der Beschaffung der Module kommt.

US-Demokraten einigen sich auf langfristige Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien. Nachdem die Verhandlungen über ein US-Investitionspaket zur Förderung von Sozialem und Klimaschutz innerhalb der Demokratischen Partei schon zu scheitern drohten, liegt nun ein mehrheitsfähiger Gesetzentwurf vor. Danach soll das Förderregime für erneuerbare Energien um zehn Jahre verlängert werden. Für Neuanlagen gäbe es dann weiterhin Steuergutschriften in Form von Production Tax Credits oder Investment Tax Credits. Neben Windkraft- und Solaranlagen sollen künftig auch Wasserstoff- und Stromspeicherprojekte förderfähig sein. Der Senat hat das Gesetzesvorhaben am 7. August gebilligt, nun fehlt noch die Zustimmung durch das Repräsentantenhaus. Bereits 2021 hat die Regierung das Förderpaket für mehr Klimaschutz auf den Weg gebracht. Allerdings lag das Vorhaben dann wegen parteiinterner Widerstände auf Eis.

Marktbedingungen

Ukraine-Krise dämpft Konjunkturerholung in RWE-Kernmärkten. Nachdem die Weltwirtschaft die Corona-Krise hinter sich gelassen und stark zugelegt hat, gibt es nun wieder erhebliche Konjunkturrisiken, insbesondere wegen des Ukraine-Kriegs. Im ersten Halbjahr war das Wachstum aber noch vergleichsweise hoch. Experten schätzen, dass die globale Wirtschaftsleistung in diesem Zeitraum um 3 % höher war als ein Jahr zuvor. In Deutschland dürfte das Bruttoinlandsprodukt um ebenfalls 3 % gestiegen sein, in Großbritannien um 6 % und in den Niederlanden um 5 %. Der Nachfrigestau infolge der Pandemie hat sich immer mehr aufgelöst und für volle Auftragsbücher der Unternehmen gesorgt. Allerdings ist das Wachstum in den vergangenen Monaten schwächer geworden. Die eingeschränkte Versorgung mit wichtigen Rohstoffen hat die bereits erhöhte Inflation und Lieferkettenengpässe weiter verschärft. Zudem lässt die politische Unsicherheit Unternehmen bei Investitionsentscheidungen zögern. Auch in den USA, unserem größten Markt für Onshore-Windkraft, hat sich die Erholung verlangsamt. Das Wachstum lag dort im ersten Halbjahr bei schätzungsweise 3 %.

Deutscher Stromverbrauch leicht unter Vorjahr. Zwar steigerte die konjunkturelle Erholung den Strombedarf der Industrie; allerdings sahen sich zahlreiche Unternehmen durch die extrem hohen Energiepreise zu Verbrauchseinsparungen veranlasst. Nach Schätzungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lag die deutsche Stromnachfrage in der ersten Jahreshälfte 2022 knapp unter dem Vorjahresniveau. Für Großbritannien und die Niederlande veranschlagten Experten Rückgänge von 2 % bzw. 5 %. In den USA dürfte der Stromverbrauch dagegen um 3 % gestiegen sein.

Günstigere Windverhältnisse als 2021. Auslastung und Profitabilität von Erneuerbare-Energien-Anlagen unterliegen in hohem Maße Wittereinflüssen. Eine zentrale Rolle spielt das Windaufkommen. In der ersten Jahreshälfte war es an den meisten unserer Produktionsstandorte in Europa und Nordamerika höher als im langjährigen Mittel. Lediglich in Südeuropa fiel es niedriger aus. Auch gegenüber 2021 haben sich die Windverhältnisse auf Ganze gesehen verbessert. 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 hinter dem langjährigen Durchschnitt zurück. Das Vorjahresniveau wurde ebenfalls unterschritten.

Durchschnittliche Auslastung der RWE-Windparks Januar - Juni	Onshore		Offshore	
	2022	2021	2022	2021
in %				
Deutschland	22	17	36	35
Großbritannien	29	28	42	35
Niederlande	32	32	-	-
Polen	30	29	-	-
Spanien	24	26	-	-
Italien	27	24	-	-
Schweden	33	29	47	45
USA	38	36	-	-

Erdgas, Steinkohle und Emissionsrechte so teuer wie nie zuvor. Bei konventionellen Kraftwerken hängen Einsatzzeiten und Margen stark davon ab, wie sich die Preise für Strom, Brennstoffe und Emissionsrechte entwickeln. Im Berichtsjahr kletterten sie auf neue Rekordstände. Besonders Erdgas hat sich massiv verteuert. Am niederländischen Gas-handelspunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, lagen die Spotnotierungen in der ersten Jahreshälfte 2022 bei durchschnittlich 99 €/MWh, gegenüber 22 €/MWh im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der drastische Preisanstieg ist hauptsächlich auf den konjunkturbedingt höheren Energiebedarf und die rückläufigen Gasimporte aus Russland zurückzuführen. Aufgrund der allgemeinen Unsicherheit über die künftige Versorgungslage in Europa erreichten auch die Gasterminpreise neue Allzeit-hochs. Der TTF-Forward-Kontrakt für 2023 wurde im Berichtszeitraum mit durchschnittlich 70 €/MWh abgerechnet. Zum Vergleich: Vor einem Jahr war der TTF-Forward 2022 noch mit 19 €/MWh gehandelt worden.

Die Preise für Kraftwerkssteinkohle (Kesselkohle) haben ebenfalls kräftig angezogen. Lieferungen zu den ARA-Häfen (ARA = Amsterdam, Rotterdam, Antwerpen) wurden in der ersten Jahreshälfte am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 285 US\$/Tonne abgerechnet. Der Vorjahreswert hatte bei 79 US\$/Tonne gelegen. Ähnlich wie im Gashandel waren die konjunkturelle Erholung nach Abflauen der Corona-Krise und der Ukraine-Konflikt die wesentlichen Preistreiber. Das Wegbrechen russischer Kohleimporte und der vermehrte Einsatz von Steinkohle in der Stromerzeugung als Ersatz für Erdgas haben die europäische Nachfrage nach Lieferungen aus Übersee angeheizt. Aufgrund der allgemeinen Erwartung, dass die angespannte Lage noch einige Zeit andauern wird, hat sich Steinkohle auch im Terminhandel erheblich verteuert. In der ersten Jahreshälfte notierte der Forward 2023 (Index API 2) mit durchschnittlich 188 US\$/Tonne. Das sind 114 US\$ mehr, als im Vorjahreszeitraum für den Forward 2022 bezahlt wurde.

Ein immer wichtigerer Kostenfaktor für fossil befeuerte Kraftwerke ist die Beschaffung von Emissionsrechten. Eine EU Allowance (EUA), die zum Ausstoß einer Tonne CO₂ berechtigt, wurde im ersten Halbjahr mit durchschnittlich 85 € gehandelt, gegenüber 44 € im Vergleichszeitraum 2021. Abgestellt wird hier auf Terminkontrakte, die im Dezember des jeweiligen Folgejahres fällig werden. Der Preisanstieg ist maßgeblich darauf zurückzuführen,

dass die EU im vergangenen Jahr ihr Treibhausgasminderungsziel für 2030 auf 55 % gegenüber 1990 verschärft hat (vorher: 40 %). Sie wird die Zahl der für Unternehmen verfügbaren Emissionsrechte deshalb stark reduzieren müssen. Viele Marktteilnehmer haben das antizipiert und sich frühzeitig mit EUAs eingedeckt. Preiserhöhend wirkte auch, dass einzelne EU-Länder wie Deutschland wegen eines drohenden Gasmangels wieder verstärkt auf Kohleverstromung setzen. Dadurch gibt es zusätzliche CO₂-Emissionen in der Stromerzeugung und einen dementsprechend höheren Bedarf an Emissionsrechten.

Großbritannien hat nach dem Ausscheiden aus der EU ein eigenes CO₂-Emissionshandels-system eingeführt. Seit der ersten Auktion im Mai 2021 werden UK Allowances (UKAs) am Sekundärmarkt gehandelt. Im ersten Halbjahr 2022 notierten sie mit durchschnittlich 84 £.

Hausse bei Brennstoffen und Emissionsrechten spiegelt sich in Strompreisen wider.

Auch an den europäischen Stromgroßhandelsmärkten erreichten die Preise neue Höchststände. Im ersten Halbjahr 2022 wurde Grundlaststrom am deutschen Spotmarkt mit durchschnittlich 187 €/MWh gehandelt. Der Vergleichswert für 2021 hatte bei 55 €/MWh gelegen. In Großbritannien sind die Notierungen von 69 €/MWh auf 177 €/MWh und in den Niederlanden von 57 €/MWh auf 203 €/MWh gestiegen. Im Stromterminhandel zeigte sich folgendes Bild: Der deutsche Grundlast-Forward 2023 kostete durchschnittlich 185 €/MWh. Zum Vergleich: Für den Forward 2022 waren im Vorjahreszeitraum 58 €/MWh gezahlt worden. In Großbritannien verteuerte sich der Ein-Jahres-Forward von 59 €/MWh auf 164 €/MWh und in den Niederlanden von 56 €/MWh auf 167 €/MWh.

Anstieg der Strompreise in Texas deutlich moderater als in Europa. Der nordamerikanische Strommarkt ist geografisch in mehrere Teilmärkte untergliedert, die von unabhängigen Netzgesellschaften kontrolliert werden. Das für uns wichtigste Marktgebiet ist das vom Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) betriebene texanische Verbundnetz, an das die meisten unserer Windparks in den USA angeschlossen sind. Der Ein-Jahres-Forward wurde dort im ersten Halbjahr mit durchschnittlich 51 US\$/MWh gehandelt. Gegenüber 2021 ist das ein Plus von 21 US\$, dessen Hauptursache gestiegene Erdgaspreise sind. Dabei machte sich bemerkbar, dass die USA wegen der Ukraine-Krise vermehrt LNG nach Europa exportieren.

Wesentliche Ereignisse

Hohe finanzielle Belastungen durch Stopp der Kohlelieferungen aus Russland. Der Krieg Russlands gegen die Ukraine hat auch direkte wirtschaftliche Auswirkungen auf unser Unternehmen, obwohl wir in keinem der beiden Länder Geschäftstätigkeiten nachgehen. RWE hatte vor dem Krieg Terminkontrakte über Rohstofflieferungen aus Russland geschlossen. Die dabei vereinbarten Preise liegen weit unter dem aktuellen Marktniveau. Wegfallende Mengen müssen wir zu wesentlich ungünstigeren Konditionen von Dritten beschaffen, um eigenen Lieferverpflichtungen nachkommen zu können. Bei Ausbruch des Kriegs Ende Februar unterhielten wir Verträge über den Bezug russischer Steinkohle in Höhe von insgesamt 12 Mio. Tonnen (bis 2025). Hier ist es bereits zu einem Stopp der Lieferungen gekommen. Sanktionen Großbritanniens und der EU schließen eine Fortführung der Bezüge aus. Den daraus resultierenden finanziellen Schaden veranschlagen wir aktuell auf 748 Mio. €. Er ist im neutralen Ergebnis des ersten Halbjahres 2022 ausgewiesen. Unsere kontrahierten Gasbezüge von russischen Produzenten betragen Ende Februar 15 TWh (bis Ende 2023). Das damit verbundene Risiko haben wir in den vergangenen Monaten durch Absicherungsgeschäfte auf null reduziert. Die Kosten dieser Maßnahmen wurden im bereinigten EBITDA erfasst.

RWE betritt Offshore-Windmarkt in den USA. Unseren Wachstumskurs bei den erneuerbaren Energien haben wir entschlossen fortgesetzt. Im Februar 2022 nahmen wir mit Erfolg an der Versteigerung von Pachtverträgen für Offshore-Windkraftgebiete in der New Yorker Bucht teil. Ein Gemeinschaftsunternehmen von RWE und National Grid Ventures sicherte sich für 1,1 Mrd. US\$ ein Areal, auf dem Erzeugungskapazitäten von rund 3 GW entstehen können. Die Versteigerung umfasste sechs Pachtgebiete, wobei jeder Bieter nur ein einziges Areal ersteigern durfte. Ein erfolgreiches Gebot berechtigt zur Entwicklung der Fläche und zur Teilnahme an den kommenden Auktionen über Stromabnahmeverträge. Bei planmäßigem Projektfortschritt wird unser Windpark in der New Yorker Bucht noch in diesem Jahrzehnt in Betrieb gehen.

Windkraft-Joint-Venture mit Northland Power gestartet. Im Januar haben RWE und Northland Power vereinbart, gemeinsam drei Windkraftprojekte nördlich der Insel Juist zu realisieren, durch die Erzeugungskapazitäten von mehr als 1,3 GW geschaffen werden. Für die Umsetzung der Vorhaben ist ein Joint Venture zuständig, an dem RWE 51 % der Anteile hält und unser kanadischer Partner 49 %. Im August verständigten sich die Unternehmen darauf, einen weiteren Windpark gemeinsam zu verwirklichen, der ebenfalls nördlich von Juist entstehen wird und über eine Leistung von 225 MW verfügen soll. Dieses Projekt war bislang von RWE allein entwickelt worden. Northland Power wird sich daran nun mit 49 % beteiligen. Der formale Abschluss dieser Transaktion steht noch aus. Zwei der vier Joint-Venture-Projekte nahmen bereits erfolgreich an Flächenausschreibungen teil. Die Auktionen für die beiden anderen Vorhaben sollen 2023 stattfinden.

Drei große Windparks in den USA, Schweden und der britischen Nordsee fertiggestellt. Im ersten Halbjahr 2022 konnten wir drei große Windkraftprojekte erfolgreich abschließen. Zunächst nahmen wir im März unseren texanischen Onshore-Windpark El Algodon Alto in Betrieb. Seine 91 Turbinen kommen zusammen auf eine Erzeugungsleistung von 200 MW. Wir haben umgerechnet rund 280 Mio. € in das Projekt investiert.

Einen Monat später ist der Offshore-Windpark Triton Knoll offiziell ans Netz gegangen. Er befindet sich vor der Küste Ostenglands. Mit seinen 90 Turbinen, die über eine Gesamtleistung von 857 MW verfügen, gehört er zu den größten Windparks weltweit. RWE hält mit 59 % die Mehrheit an Triton Knoll und ist zugleich für den Betrieb verantwortlich. Die übrigen Anteile gehören den japanischen Energieversorgern J-Power (25 %) und Kansai Electric Power (16 %). Das Investitionsvolumen lag bei umgerechnet 2,4 Mrd. €. Darin enthalten sind die Ausgaben für den Netzanschluss, den wir aufgrund regulatorischer Vorgaben an einen unabhängigen Dritten veräußern werden.

Anfang Juni ist der Onshore-Windpark Nysäter im Norden Schwedens eingeweiht worden. Seine 114 Turbinen verfügen zusammen über eine Erzeugungsleistung von 474 MW. RWE hält 20% an Nysäter. Haupteigentümer mit einem Anteil von 80% ist der Schweizer Infrastrukturinvestor Energy Infrastructure Partners. Die Investitionen für den Windpark beliefen sich auf 575 Mio. €.

Hickory Park in den USA startet Produktion von Solarstrom. Seit Juni ist auch unsere neue Photovoltaik-Freiflächenanlage Hickory Park in Betrieb, die wir in Mitchell County im US-Bundesstaat Georgia errichtet haben. Ihre rund 650.000 Solarmodule kommen zusammen auf eine Leistung von 196 MW. Ergänzt wird die Anlage durch ein Batteriespeichersystem mit einem Volumen von 80 MWh. Der Speicher ermöglicht es, die Stromspeisungen ins lokale Netz zeitlich zu optimieren und damit den Ertrag des Solarparks zu steigern. Wir haben rund 250 Mio. € für Hickory Park ausgegeben. Abnehmer des Stroms ist der staatliche Energieversorger Georgia Power. Unser Kontrakt mit dem Unternehmen hat eine Laufzeit von 30 Jahren.

RWE nimmt Batteriespeicher in Irland in Betrieb. Anfang Juni haben wir einen der größten Batteriespeicher Irlands in Betrieb genommen. Die Anlage in der Grafschaft Monaghan verfügt über ein Speichervolumen von 30 MWh. Wir haben 25 Mio. € dafür investiert. Der Batteriespeicher ist bereits unser zweiter in Irland. Den ersten – mit einem Volumen von 8,5 MWh – betreiben wir seit April 2021 in der Grafschaft Dublin. Irland hat sich zum Ziel gesetzt, den Strombedarf ab 2030 zu 80% aus erneuerbaren Energien zu decken. Batteriespeicher tragen zum Ausgleich der schwankenden Wind- und Solarstromspeisungen bei.

Vereinbarung mit Vattenfall: RWE erwirbt niederländisches Gaskraftwerk Magnum. RWE wird von Vattenfall das Gaskraftwerk Magnum im niederländischen Eemshaven in der Provinz Groningen übernehmen. Dies haben die beiden Unternehmen Anfang Juni vereinbart. Die Transaktion muss noch von den Kartellbehörden genehmigt werden. Magnum zählt zu den modernsten Kraftwerken des Landes: Die Anlage ist seit 2013 in Betrieb und verfügt über eine Leistung von 1,4 GW. Der vereinbarte Preis entspricht einem Unternehmenswert von 500 Mio. €. Die Transaktion umfasst auch einen benachbarten Solarpark

mit 5,6 MW. Magnum befindet sich in unmittelbarer Nähe zu unserem Kraftwerk Eemshaven, das wir mit Steinkohle und Biomasse betreiben. Von der gemeinsamen Nutzung der Infrastruktur vor Ort versprechen wir uns erhebliche Synergien. Das Kraftwerk Magnum zeichnet sich auch dadurch aus, dass es nach einfachen technischen Umrüstungen zu 30% mit Wasserstoff betrieben werden könnte. Langfristig lässt es sich sogar auf eine 100-prozentige Nutzung von Wasserstoff umstellen. Magnum kann damit zum Bestandteil der zukünftigen Wasserstoffinfrastruktur in der Provinz Groningen werden, die wir dort mit Partnern aus dem Energiesektor und der Industrie aufbauen wollen.

KfW, Gasunie und RWE wollen LNG-Terminal in Brunsbüttel errichten. Um die Abhängigkeit von russischem Gas zu reduzieren, hat die Bundesregierung den Bau von Terminals für Direkteinfuhren von LNG nach Deutschland angekündigt. Ein solches Projekt, an dem RWE beteiligt ist, nimmt nun konkrete Formen an. Am 4. März unterzeichneten wir mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und dem niederländischen Gasnetzbetreiber Gasunie eine Absichtserklärung zur gemeinsamen Errichtung eines LNG-Terminals in Brunsbüttel. Die Gaseinfuhren sollen dort – nach Regasifizierung – ein Volumen von bis zu 8 Mrd. Kubikmeter pro Jahr erreichen können. RWE plant, am gleichen Standort einen weiteren Terminal zu errichten, der für die Einfuhr von klimaneutral hergestelltem Ammoniak genutzt wird. Das Ammoniak könnte vor Ort in Wasserstoff umgewandelt und zur Versorgung der Industrie mit grüner Energie eingesetzt werden. Langfristig soll auch der LNG-Terminal auf den Import grüner Moleküle umgestellt werden.

Im Auftrag des Bundes: RWE mietet zwei schwimmende LNG-Terminals. Im Auftrag und im Namen der Bundesregierung hat RWE zwei Spezialschiffe für den Transport und die Regasifizierung von LNG gemietet. Die sogenannten Floating Storage and Regasification Units (FSRUs) bieten eine schnelle Übergangslösung zum Anlanden von LNG in Deutschland. Die Schiffe sollen bereits im kommenden Winter in Wilhelmshaven und in Brunsbüttel zum Einsatz kommen. Für die Beschaffung des Flüssiggases auf dem Weltmarkt ist der Bund zuständig. Mit den beiden 300 Meter langen FSRUs können mehr als 10 Mrd. Kubikmeter Erdgas pro Jahr für den deutschen Markt verfügbar gemacht werden.

RWE vereinbart Flüssiggas-Bezüge aus den USA. Im Mai haben wir mit dem US-amerikanischen Energieunternehmen Sempra Infrastructure eine Absichtserklärung über künftige LNG-Lieferungen aus dem texanischen Projekt Port Arthur an RWE unterzeichnet. Die Vereinbarung sieht den Abschluss eines Liefer- und Abnahmevertrags mit einer Laufzeit von 15 Jahren und einem Volumen von 2,25 Mio. Tonnen LNG pro Jahr vor. Die Konditionen müssen noch endverhandelt werden. Das Gas können wir an jeden Ort der Welt verschiffen, z. B. zu den geplanten deutschen LNG-Terminals. Insofern ist unsere Kooperation mit Sempra Infrastructure ein wichtiger Schritt zur Diversifizierung der europäischen Gasbezüge.

Erfolg bei britischer Kapazitätsmarktaktion. Bei einer Auktion für den britischen Kapazitätsmarkt, die am 22. Februar stattfand, haben sich alle teilnehmenden RWE-Kraftwerke – darunter auch zwei kleine Neubauvorhaben – für eine Kapazitätsprämie qualifiziert. Es handelt sich dabei nahezu ausschließlich um Gaskraftwerke. Zusammen verfügen die Anlagen über eine gesicherte Leistung von 6.647 MW. Das Bieterverfahren bezog sich auf den Zeitraum vom 1. Oktober 2025 bis 30. September 2026. Insgesamt kamen Anlagen mit 42,4 GW zum Zuge. Sie werden im genannten Zeitraum eine Vergütung dafür erhalten, dass sie am Netz sind und zur Stromversorgung beitragen. Die im Bieterverfahren ermittelte Kapazitätsprämie beträgt 30,59 £/kW (zzgl. Inflationsausgleich).

Gersteinwerk bei Ausschreibung für deutsche Kapazitätsreserve erfolgreich. Unsere Erdgas-Kombiblöcke F und G am Standort Gersteinwerk in Werne (Westfalen) haben sich erneut für eine Aufnahme in die deutsche Kapazitätsreserve qualifiziert. Die Entscheidung fiel Ende Februar bei einer Ausschreibung der Bundesnetzagentur. Die Anlagen werden vom 1. Oktober 2022 bis 30. September 2024 eine Reserveleistung von zusammen 710 MW vorhalten, die im Bedarfsfall zur Absicherung der Netzstabilität genutzt werden kann. Wir bekommen dafür eine Prämie von 62,94 € je Kilowatt und Jahr. Die beiden Blöcke waren bereits bei der ersten Ausschreibung dieser Art vor zwei Jahren erfolgreich. Als Reservekraftwerke nehmen sie seit 1. Oktober 2020 nicht mehr am regulären Strommarkt teil, sondern dürfen nur auf Anordnung der Übertragungsnetzbetreiber angefahren werden.

Braunkohleblock Neurath A stellt Stromproduktion ein. Zum 1. April haben wir Block A des Braunkohlekraftwerks Neurath vom Netz genommen. Die Anlage mit einer Nettolistung von 294 MW war 1972 in Betrieb gegangen. Ihre Schließung ergibt sich aus dem Fahrplan zum deutschen Kohleausstieg. Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um eine Reduzierung des Gasverbrauchs in der Stromerzeugung wird der Block zunächst noch nicht zurückgebaut, sondern konserviert. Damit wahren wir die Option, die Anlage wieder in Betrieb zu nehmen, falls die Bundesregierung oder die Bundesnetzagentur dies aus Gründen der Versorgungssicherheit für erforderlich halten.

Dividende von 0,90 € je Aktie gezahlt. Die Hauptversammlung der RWE AG vom 28. April hat dem Dividendenvorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat für das Geschäftsjahr 2021 mit breiter Mehrheit zugestimmt. Dementsprechend haben wir am 3. Mai einen Betrag von 0,90 € je Aktie ausgeschüttet; das sind 0,05 € mehr als im Vorjahr.

RWE begibt zwei grüne Anleihen über insgesamt 2 Mrd. €. Um unseren Finanzierungsspielraum für Wachstumsinvestitionen zu verbessern, haben wir im Mai zwei grüne Anleihen mit einem Nominalvolumen von jeweils 1 Mrd. € begeben. Die Papiere haben Laufzeiten von vier bzw. acht Jahren und Kupons von 2,125% bzw. 2,750%. Insgesamt stehen damit nun fünf grüne RWE-Anleihen mit einem Nominalvolumen von 3,85 Mrd. € aus. Der Erlös, den wir durch ihre Begebung erzielt haben, ist zweckgebunden: Er muss in Projekte fließen, die dem Umwelt- und Klimaschutz dienen. Wir werden die Mittel ausschließlich für Windkraft- und Solarprojekte einsetzen. So sieht es unser Regelwerk für grüne Anleihen vor, das wir 2020 unter Beachtung der allgemein anerkannten Green Bond Principles der International Capital Market Association (ICMA) entwickelt haben.

RWE erhöht Kreditlinienvolumen auf 8 Mrd. €. Im Frühjahr haben wir uns zwei neue Kreditlinien einräumen lassen, die der Absicherung unserer Liquidität dienen. Damit können wir nun auf drei syndizierte Kreditlinien mit einem Gesamtvolumen von 8 Mrd. € zurückgreifen. Gewährt werden sie uns von einem Konsortium aus 27 internationalen Banken. Die erste Linie über 3 Mrd. € konnten wir uns bereits im April 2019 sichern. Sie läuft bis April 2026. Die zweite Linie hat ein Volumen von 2 Mrd. €. Sie ersetzt eine im April 2022 ausgelaufene Kreditlinie und steht uns ebenfalls bis April 2026 zur Verfügung. Angesichts der jüngsten Energiepreisschwankungen und der dadurch gestiegenen Liquiditätsanforderungen bei der Besicherung von Terminkontrakten haben wir uns eine dritte Linie einräumen lassen, die unseren Finanzierungsspielraum um weitere 3 Mrd. € erhöht. Ihre Laufzeit beträgt ein Jahr. Wir haben allerdings die Option, sie zweimal um jeweils sechs Monate zu verlängern. Die Konditionen aller drei Kreditlinien sind auf unsere Initiative hin an Nachhaltigkeitskriterien gekoppelt. Sie hängen u. a. davon ab, wie sich die folgenden drei Kennzahlen entwickeln: der Anteil der erneuerbaren Energien am RWE-Erzeugungssportfolio, die CO₂-Intensität unserer Anlagen und der Prozentsatz der Investitionen, die gemäß der EU-Taxonomie-Verordnung als nachhaltig einzustufen sind. Für alle drei Kriterien haben wir Ziele festgelegt. Sollten wir diese nicht erreichen, müssten wir höhere Zinsen und Bereitstellungsgebühren entrichten. Die Mehrausgaben würden zur Hälfte gemeinnützigen Organisationen zufließen.

Anmerkungen zur Berichtsweise

Konzernstruktur mit fünf Segmenten. Bei der Darstellung unseres Geschäftsverlaufs unterscheiden wir fünf Segmente, die unten näher erläutert werden. Im Juni haben wir das Erneuerbare-Energien-Geschäft organisatorisch neu aufgestellt. Die operative Verantwortung dafür liegt nun nicht mehr zentral bei RWE Renewables, sondern bei den drei neuen Organisationseinheiten RWE Offshore Wind, RWE Renewables Europe & Australia und RWE Renewables Americas. Auf die Berichtssegmente hat das keine Auswirkungen. Diese lassen sich wie folgt abgrenzen:

1. Offshore Wind: Hier erfassen wir unser Geschäft mit der Windstromerzeugung auf dem Meer. Geführt wird es nun von RWE Offshore Wind.

2. Onshore Wind / Solar: Zu diesem Segment zählen unsere Aktivitäten auf dem Gebiet der Windkraft an Land und der Solarenergie sowie Teile unseres Batteriespeichergeschäfts. Je nach Kontinent liegt die Zuständigkeit dafür fortan bei RWE Renewables Europe & Australia oder RWE Renewables Americas.

3. Wasser / Biomasse / Gas: Hier ist die Stromerzeugung mit Laufwasser-, Pumpspeicher-, Biomasse- und Gaskraftwerken gebündelt. Außerdem enthält das Segment die niederländischen Kraftwerke Amer 9 und Eemshaven, in denen wir Steinkohle und Biomasse verstromen, sowie einzelne Batteriespeicher. Die auf Projektmanagement und Ingenieurdienstleistungen spezialisierte Gesellschaft RWE Technology International und unsere 37,9%-Beteiligung am österreichischen Energieversorger KELAG weisen wir ebenfalls hier aus. Übergeordnete Führungsgesellschaft in dem Segment ist RWE Generation. Sie ist auch für die Ausgestaltung und Umsetzung unserer Wasserstoffstrategie zuständig.

4. Energiehandel: Hauptbestandteil dieses Segments ist der Eigenhandel mit energienahen Commodities. Verantwortet wird er von der Konzerngesellschaft RWE Supply & Trading, die außerdem als Zwischenhändler von Gas agiert, Großkunden mit Energie beliefert und eine Reihe weiterer handelsnaher Tätigkeiten ausübt. Zu dem Segment gehören auch unsere deutschen und tschechischen Gasspeicher.

5. Kohle / Kernenergie: Hier berichten wir über Aktivitäten, die wir nicht zu unserem Kerngeschäft zählen. Dabei handelt es sich in erster Linie um unser deutsches Stromerzeugungsgeschäft mit den Energieträgern Kohle und Kernkraft sowie um unsere Braunkohleförderung im Rheinischen Revier westlich von Köln. Außerdem enthält das Segment unsere Anteile am niederländischen Kernkraftwerksbetreiber EPZ (30%) und an der deutschen Gesellschaft URANIT (50%), die mit 33% an der auf Uran-Anreicherung spezialisierten Urenco beteiligt ist. Die genannten Aktivitäten und Beteiligungen werden im Wesentlichen von RWE Power verantwortet.

Konzerngesellschaften mit segmentübergreifenden Aufgaben wie die Holding RWE AG werden im Kerngeschäft unter der Position „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst. Gleiches gilt für unsere Anteile am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion (25,1%) und an E.ON (15%), wobei wir die E.ON-Dividende im Finanzergebnis ausweisen. Die Position enthält auch bilanzielle Effekte aus der Konsolidierung von Konzernaktivitäten.

Umstellung auf „bereinigtes Finanzergebnis“: Mit Wirkung zum laufenden Geschäftsjahr haben wir die Darstellung des Finanzergebnisses methodisch angepasst. In der Vergangenheit enthielt diese Kennzahl ausschließlich unbereinigte Komponenten. Dadurch wurde das Finanzergebnis allerdings durch Sondersachverhalte beeinflusst, die eine Beurteilung der wirtschaftlichen Entwicklung im Betrachtungszeitraum erschwerten. Ein Beispiel dafür sind Einmaleffekte aus Anpassungen der Diskontierungszinssätze, die wir bei der Ermittlung der Kernenergie- oder Bergbaurückstellungen zugrunde legen. Solche Sondersachverhalte werden nun nicht mehr im Finanzergebnis, sondern im neutralen Ergebnis ausgewiesen, was der Vorgehensweise beim (bereinigten) EBIT entspricht. Um das begrifflich zu verdeutlichen, sprechen wir vom „bereinigten Finanzergebnis“. In der Tabelle zum neutralen Ergebnis führen wir nun zusätzlich die Position „Bereinigungssachverhalte Finanzergebnis“ auf. Aus Gründen der Vergleichbarkeit stellen wir auch die Vorjahreswerte nach der neuen Methodik dar.

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. Dennoch besteht die Möglichkeit, dass die tatsächlichen Entwicklungen von den Prognosen abweichen – etwa wenn sich die zugrunde gelegten Annahmen als unzutreffend erweisen oder unvorhergesehene Risiken eintreten. Für die Korrektheit zukunftsbezogener Aussagen können wir daher keine Gewähr übernehmen.

Geschäftsentwicklung

Stromerzeugung ¹ Januar - Juni	Erneuerbare Energien		Pumpspeicher, Batterien		Gas		Braunkohle		Steinkohle		Kernenergie		Gesamt ²	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
in GWh														
Offshore Wind	4.837	3.224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.837	3.224
Onshore Wind / Solar	10.682	8.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.682	8.556
Wasser / Biomasse / Gas	3.125	3.832	8	36	26.244	26.957	-	-	2.598	2.679	-	-	32.071	33.572
Davon:														
Deutschland	841	884	8	36	2.858	3.521	-	-	-	-	-	-	3.803	4.509
Großbritannien	275	285	-	-	20.205	18.062	-	-	-	-	-	-	20.480	18.347
Niederlande	2.009	2.627	-	-	1.972	3.561	-	-	2.598	2.679	-	-	6.579	8.867
Türkei	-	-	-	-	1.209	1.813	-	-	-	-	-	-	1.209	1.813
Kohle / Kernenergie	8	10	-	-	72	93	24.420	21.468	-	187	5.555	11.202	30.162	33.052
RWE-Konzern	18.652	15.622	8	36	26.316	27.050	24.420	21.468	2.598	2.866	5.555	11.202	77.752	78.404

1 Die Zahlen enthalten keine Bezüge mehr aus Stromerzeugungsanlagen, die uns nicht mehrheitlich gehören, selbst wenn wir langfristige Nutzungsrechte an den Anlagen haben. Die Vorjahreswerte, in denen die Bezüge noch enthalten waren, haben wir entsprechend angepasst.

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

Stromerzeugung knapp unter Vorjahr – deutliches Plus bei den erneuerbaren Energien.

Im ersten Halbjahr 2022 hat RWE 77.752 GWh Strom produziert. Das ist fast so viel wie 2021. Einen deutlichen Rückgang verzeichneten wir bei der Kernenergie, weil wir Ende 2021 den Block Gundremmingen C im Rahmen des deutschen Atomausstiegs vom Netz genommen haben. Die Auslastung unserer Gaskraftwerke war in Deutschland und den Niederlanden marktbedingt niedriger, in Großbritannien dagegen höher als 2021. Negativ wirkte, dass die Anlage Claus C nahe Roermond vom 3. Januar bis 19. April wegen eines Dampfturbinenschadens stillstand. Unsere Stromerzeugung aus Steinkohle lag trotz attraktiver Marktbedingungen etwas unter dem Niveau von 2021. Dabei kam eine – zur Jahresmitte wieder aufgehobene – niederländische Gesetzesvorgabe zum Tragen, die den Kohleinsatz

in Kraftwerken auf 35 % des theoretisch möglichen Niveaus beschränkte (siehe Seite 6). Stark erhöht hat sich der Beitrag der erneuerbaren Energien zu unserer Stromproduktion. Bei der Windkraft konnten wir um 29 % zulegen, u. a. wegen der Inbetriebnahme neuer Erzeugungskapazitäten und günstigerer Wetterverhältnisse als im windschwachen Vorjahr. Ein weiterer Faktor war, dass wir unseren Anteil am britischen Offshore-Windpark Rampion (400 MW) zum 1. April 2021 von 30,1 % auf 50,1 % erhöht haben und Rampion seither vollkonsolidieren. Ein deutliches Plus verzeichneten wir auch bei der Braunkohle – trotz Kraftwerksschließungen im Zuge des deutschen Kohleausstiegs. Hintergrund ist, dass sich die Marktbedingungen für diese Erzeugungstechnologie zuletzt erheblich verbessert haben.

Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ¹ Januar – Juni	Offshore Wind		Onshore Wind		Solar		Wasser		Biomasse		Gesamt	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
in GWh												
Deutschland	945	903	610	483	1	1	841	884	-	-	2.397	2.271
Großbritannien	3.793	2.228	1.002	860	-	-	77	84	198	201	5.070	3.373
Niederlande	-	-	494	372	12	7	14	11	1.995	2.616	2.515	3.006
Polen	-	-	654	485	-	1	-	-	-	-	654	486
Spanien	-	-	468	508	47	47	5	19	-	-	520	574
Italien	-	-	565	506	-	-	-	-	-	-	565	506
Schweden	99	93	166	146	-	-	-	-	-	-	265	239
USA	-	-	5.816	4.786	398	160	-	-	-	-	6.214	4.946
Australien	-	-	-	-	346	96	-	-	-	-	346	96
Andere Länder	-	-	65	12	41	44	-	69	-	-	106	125
RWE-Konzern	4.837	3.224	9.840	8.158	845	356	937	1.067	2.193	2.817	18.652	15.622

1 Die Zahlen enthalten keine Bezüge mehr aus Stromerzeugungsanlagen, die uns nicht mehrheitlich gehören, selbst wenn wir langfristige Nutzungsrechte an den Anlagen haben. Die Vorjahreswerte, in denen die Bezüge noch enthalten waren, haben wir entsprechend angepasst.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtszeitraum lagen diese Bezüge bei 18.867 GWh (Vorjahr: 24.012 GWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 96.619 GWh (Vorjahr: 102.416 GWh).

Strom- und Gasabsatz um 6 % bzw. 12 % unter Vorjahr. RWE hat im ersten Halbjahr 93.047 GWh Strom und 22.183 GWh Gas abgesetzt. Die Mengen sind größtenteils dem Segment Energiehandel zuzuordnen, weil wir den Strom unserer Kraftwerke über RWE Supply & Trading vermarkten und die Gesellschaft unser Großkundengeschäft verantwortet. Bei unserem Hauptprodukt Strom verzeichneten wir einen Absatzrückgang von 6 %, der sich u. a. aus den etwas niedrigeren Erzeugungsmengen ergibt. Hinzu kam, dass einige der von uns belieferten Unternehmen ihre Nachfrage zurückgeschraubt haben. Aus diesem Grund gingen auch unsere Gaslieferungen zurück, und zwar um 12 %.

Außenumsatz in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / -	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	531	220	311	688
Onshore Wind / Solar	1.100	1.271	- 171	2.324
Wasser / Biomasse / Gas	876	633	243	1.315
Energiehandel	13.212	5.873	7.339	19.296
Sonstige	-	4	- 4	4
Kerngeschäft	15.719	8.001	7.718	23.627
Kohle / Kernenergie	469	447	22	899
RWE-Konzern (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	16.188	8.448	7.740	24.526
Erdgas- / Stromsteuer	112	127	- 15	235
RWE-Konzern	16.300	8.575	7.725	24.761

Außenumsatz spiegelt stark erhöhte Energiepreise wider. Unser Umsatz mit konzernexternen Kunden belief sich auf 16.188 Mio. € (ohne Erdgas- und Stromsteuer). Gegenüber 2021 hat er sich annähernd verdoppelt. Die Erlöse mit unserem Hauptprodukt Strom sind trotz kaum veränderter Erzeugungsmengen um 82 % auf 13.037 Mio. € gestiegen. Zurückzuführen ist das auf die massive Verteuerung von Strom. Preissteigerungen gaben auch den Ausschlag dafür, dass unsere Gaserlöse mit 2.230 Mio. € fast viermal so hoch waren wie vor einem Jahr.

Eine Kennzahl, die vor allem bei nachhaltigkeitsorientierten Investoren auf Interesse stößt, ist der Prozentsatz, den die Erlöse aus Kohlestrom und sonstigen Kohleprodukten am Konzernumsatz ausmachen. Im ersten Halbjahr 2022 betrug der Anteil 18 % (Vorjahr: 21 %).

Außenumsatz nach Produkten in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / -	Jan – Dez 2021
Stromerlöse	13.037	7.148	5.889	20.476
Davon:				
Offshore Wind	530	220	310	688
Onshore Wind / Solar	1.081	1.176	- 95	2.107
Wasser / Biomasse / Gas	610	445	165	877
Energiehandel	10.707	5.158	5.549	16.540
Kerngeschäft	12.928	6.999	5.929	20.212
Kohle / Kernenergie	109	149	- 40	264
Gaserlöse	2.230	577	1.653	2.142
Sonstige Erlöse	921	723	198	1.908
RWE-Konzern (ohne Erdgas- / Stromsteuer)	16.188	8.448	7.740	24.526

Innenumsatz in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / -	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	361	394	- 33	808
Onshore Wind / Solar	290	141	149	361
Wasser / Biomasse / Gas	4.114	1.869	2.245	5.361
Energiehandel	4.678	2.326	2.352	5.214
Sonstige, Konsolidierung	- 8.241	- 4.116	- 4.125	- 10.986
Kerngeschäft	1.202	614	588	758
Kohle / Kernenergie	2.237	1.953	284	4.116

Bereinigtes EBITDA in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	632	459	173	1.110
Onshore Wind / Solar	491	-42	533	258
Wasser / Biomasse / Gas	755	297	458	731
Energiehandel	545	525	20	769
Sonstige, Konsolidierung	-66	-33	-33	-107
Kerngeschäft	2.357	1.206	1.151	2.761
Kohle / Kernenergie	501	545	-44	889
RWE-Konzern	2.858	1.751	1.107	3.650

Bereinigtes EBITDA deutlich über Vorjahr. Im ersten Halbjahr 2022 erzielten wir ein bereinigtes Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (bereinigtes EBITDA) von 2.858 Mio. €. Das sind 1.107 Mio. € bzw. 63% mehr als im Vorjahreszeitraum. Im Kerngeschäft hat sich das bereinigte EBITDA auf 2.357 Mio. € annähernd verdoppelt. Zurückzuführen ist das u. a. darauf, dass das Vorjahr von hohen Belastungen infolge einer extremen Kältewelle in Texas geprägt war (siehe Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2021, Seite 8). Hinzu kamen Faktoren, die sich im Berichtszeitraum positiv niederschlugen: die Inbetriebnahme neuer Windparks, günstigere Windverhältnisse, höhere Strommargen und zusätzliche Erträge aus der kurzfristigen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes. Im Energiehandel konnten wir das hohe Vorjahresergebnis sogar leicht übertreffen. Außerhalb des Kerngeschäfts im Segment Kohle / Kernenergie hat sich das bereinigte EBITDA auf 501 Mio. € verringert (Vorjahr: 545 Mio. €). Grund dafür war der Abbau von Erzeugungskapazitäten, allen voran die Schließung des Kernkraftwerks Gundremmingen C zum 31. Dezember 2021.

Angesichts der unerwartet guten Ertragslage im Kerngeschäft haben wir unsere Ergebnisprognose für das Geschäftsjahr 2022 angehoben. Nähere Informationen dazu finden Sie auf Seite 28.

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

- **Offshore Wind:** Hier erwirtschafteten wir ein bereinigtes EBITDA in Höhe von 632 Mio. €. Gegenüber dem Vorjahreswert (459 Mio. €) konnten wir damit deutlich zulegen, u. a. wegen eines höheren Windaufkommens, verbesserter Strommargen und zusätzlicher Erzeugungskapazitäten. Ein weiterer positiver Effekt ergab sich dadurch, dass wir zum 1. April 2021 die Mehrheit am britischen Offshore-Windpark Rampion übernommen haben und diesen seither vollkonsolidieren.
- **Onshore Wind / Solar:** Das bereinigte EBITDA des Segments betrug 491 Mio. €. Es lag damit weit über dem negativen Vorjahreswert (-42 Mio. €), der die erwähnten Sonderbelastungen in Texas widerspiegelte. Die Inbetriebnahme neuer Erzeugungsanlagen, höhere Strommargen und günstigere Windverhältnisse trugen ebenfalls zur erfreulichen Ergebnisentwicklung bei. Gegenläufig wirkte, dass das Vorjahresergebnis noch Buchgewinne aus dem Verkauf von Mehrheitsanteilen an den texanischen Windparks Stella, Cranell und East Raymond enthielt. Im ersten Halbjahr 2022 erzielten wir keine vergleichbaren Veräußerungsergebnisse.
- **Wasser / Biomasse / Gas:** Auch hier ist das bereinigte EBITDA stark angestiegen, und zwar von 297 Mio. € auf 755 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren höhere Margen aus Stromverkäufen und verbesserte Erträge aus der kurzfristigen Optimierung unseres Kraftwerkseinsatzes. Belastungen ergaben sich aus dem mehrmonatigen Stillstand des niederländischen Gaskraftwerks Claus C infolge eines Dampfturbinenschadens. Außerdem erhielten wir niedrigere Prämien im Rahmen des britischen Kapazitätsmarktes.
- **Energiehandel:** Das bereinigte EBITDA des Segments lag mit 545 Mio. € etwas über dem bereits hohen Vorjahreswert (525 Mio. €). Zurückzuführen ist das auf ein erneut sehr gutes Handelsergebnis. Im Gasgeschäft schlossen wir dagegen etwa auf dem Niveau von 2021 ab.

- **Kohle / Kernenergie:** Das bereinigte EBITDA des Segments hat sich auf 501 Mio. € verringert (Vorjahr: 545 Mio. €). Hauptgrund dafür waren Kraftwerksschließungen im Rahmen des deutschen Kohle- und Kernenergieausstiegs. Ende 2021 ging unser Kernkraftwerk Gundremmingen C (1.288 MW) vom Netz. Außerdem haben wir folgende Braunkohlekraftwerke abgeschaltet: Neurath A (294 MW) zum 1. April 2022, Neurath B (294 MW), Niederaußem C (295 MW) und Weisweiler E (321 MW) zum Jahresende 2021 sowie Frimmersdorf P (284 MW) und Q (278 MW) zum 30. September 2021. Mit kostensenkenden Maßnahmen konnten wir den Ergebnisrückgang abfedern.

Bereinigtes EBIT in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / –	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	334	247	87	636
Onshore Wind / Solar	267	-235	502	-145
Wasser / Biomasse / Gas	595	146	449	418
Energiehandel	526	502	24	721
Sonstige, Konsolidierung	-65	-33	-32	-106
Kerngeschäft	1.657	627	1.030	1.524
Kohle / Kernenergie	447	415	32	661
RWE-Konzern	2.104	1.042	1.062	2.185

Bereinigtes EBIT mehr als doppelt so hoch wie 2021. Das bereinigte EBIT des Konzerns ist um 1.062 Mio. € auf 2.104 Mio. € gestiegen. Vom bereinigten EBITDA unterscheidet es sich dadurch, dass es die betrieblichen Abschreibungen enthält. Diese lagen im Berichtszeitraum bei 754 Mio. € (Vorjahr: 709 Mio. €).

Überleitung zum Nettoergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / –	Jan – Dez 2021
Bereinigtes EBIT	2.104	1.042	1.062	2.185
Bereinigtes Finanzergebnis	-132	-34	-98	-209
Neutrales Ergebnis ¹	605	514	91	-454
Ergebnis vor Steuern	2.577	1.522	1.055	1.522
Ertragsteuern	-385	-103	-282	-690
Ergebnis	2.192	1.419	773	832
Davon:				
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	109	-13	122	111
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	2.083	1.432	651	721

¹ Neue Definition und dementsprechend angepasste Vorjahreswerte; siehe Erläuterung auf Seite 15.

Überleitung zum Nettoergebnis: Hohe Sondererträge aus der Bewertung von Derivaten.

Die Überleitung vom bereinigten EBIT zum Nettoergebnis ist von nicht operativen Sondererträgen geprägt, die im neutralen Ergebnis erfasst sind und sich per saldo positiv niederschlagen. Im Folgenden stellen wir dar, wie sich die Einzelposten der Überleitungsrechnung entwickelt haben.

Bereinigtes Finanzergebnis ¹ in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Zinserträge	232	218	14	260
Zinsaufwendungen	-221	-138	-83	-317
Zinsergebnis	11	80	-69	-57
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-65	-67	2	-131
Übriges Finanzergebnis	-78	-47	-31	-21
Bereinigtes Finanzergebnis	-132	-34	-98	-209

1 Abgesehen von den Zinserträgen des Vorjahres enthalten alle Tabellenpositionen Bereinigungen;
siehe Erläuterung auf Seite 15.

Unser bereinigtes Finanzergebnis ist um 98 Mio. € auf -132 Mio. € gesunken. Zuzuordnen ist das im Wesentlichen den folgenden Positionen:

- Bereinigtes Zinsergebnis (-69 Mio. € vs. 2021): Hier machten sich Mehraufwendungen bemerkbar, die aus dem Abschluss neuer Kreditlinien, dem gestiegenen Anleihevolumen und einem größeren Projektfinanzierungsbedarf resultierten. Außerdem fielen zusätzliche Kosten für die Bereitstellung von Sicherheitsleistungen im Energiehandel an. Die im Zinsergebnis enthaltene Dividende für unseren 15%-Anteil an E.ON war mit 194 Mio. € etwas höher als 2021 (186 Mio. €).
- Bereinigtes übriges Finanzergebnis (-31 Mio. € vs. 2021): Negative Effekte ergaben sich aus der Bewertung von Finanzderivaten. Außerdem führte die bilanzielle Berücksichtigung der hohen Inflation in der Türkei zu Verlusten (siehe Seite 38 im Anhang).

Neutrales Ergebnis ¹ in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Bereinigungssachverhalte EBIT	132	331	-199	-650
Davon:				
Veräußerungsergebnis	-1	11	-12	21
Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten	1.062	219	843	-503
Sonstige	-929	101	-1.030	-168
Bereinigungssachverhalte Finanzergebnis	473	183	290	196
Neutrales Ergebnis	605	514	91	-454

1 Neue Definition – daher teilweise angepasste Vorjahreswerte; siehe Erläuterung auf Seite 15.

Das neutrale Ergebnis, in dem wir wesentliche nicht operative oder aperiodische Sachverhalte erfassen, belief sich auf 605 Mio. € (Vorjahr: 514 Mio. €). Größere Veränderungen ergaben sich bei folgenden Positionen:

- Ergebniseffekte aus der Bewertung von Derivaten (+843 Mio. € vs. 2021): Hier erfassen wir vorläufige Gewinne und 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 Gewinn.
- Sonstige (-1.030 Mio. € vs. 2021): Die Position enthält eine Wertberichtigung in Höhe von 748 Mio. € auf Verträge über Steinkohlebezüge aus Russland (siehe Seite 10). Weitere Belastungen ergaben sich infolge der zuletzt stark gestiegenen Inflation. Die dadurch bereits eingetretenen Kostenerhöhungen haben uns dazu veranlasst, die Kernenergie- und Bergbaurückstellungen anzupassen. Positiv wirkten Zuschreibungen auf Braunkohle- und Tagebaue, die das verbesserte Marktumfeld in der Stromerzeugung widerspiegeln.

- Bereinigungssachverhalte Finanzergebnis (+ 290 Mio. € vs. 2021): Wesentlicher positiver Faktor war hier, dass sich die Diskontierungszinssätze zur Berechnung unserer Kernenergie- und Bergbaurückstellungen erhöht haben und die dadurch ausgelöste Absenkung der Verpflichtungsbarwerte ergebniswirksam erfasst wurde. Die inflationsbedingten Kostensteigerungen und die Anhebung der Diskontierungszinssätze hatten somit gegenläufigen Einfluss auf die Höhe der Rückstellungen. Sie haben sich zum großen Teil saldiert.

Das Ergebnis vor Steuern lag bei 2.577 Mio. € (Vorjahr: 1.522 Mio. €). Die Ertragsteuern summieren sich auf 385 Mio. €, was einer Steuerquote von 15 % entspricht. Die Quote deckt sich mit dem Planwert, den wir für 2022 unter Berücksichtigung der erwarteten Erträge in unseren Märkten, der dort geltenden Steuersätze und der Nutzung von Verlustvorträgen abgeleitet haben.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter lagen mit 109 Mio. € deutlich über dem Vorjahreswert (- 13 Mio. €), u. a. wegen gestiegener Erträge von Offshore-Windparks, an denen Dritte Minderheitsanteile halten. Das betraf in erster Linie Rampion (400 MW), Humber Gateway (219 MW) und Rhyll Flats (90 MW) in Großbritannien. Bei Rampion kommt hinzu, dass wir den Windpark seit dem 1. April 2021 vollkonsolidieren und daher 2022 erstmals über den vollen Berichtszeitraum Ergebnisanteile für die mit 49,9 % beteiligten Miteigentümer ausweisen.

Aufgrund der dargestellten Entwicklungen erzielten wir ein gegenüber dem Vorjahr (1.432 Mio. €) stark erhöhtes Nettoergebnis von 2.083 Mio. €. Bei 676,2 Millionen ausstehenden RWE-Aktien entspricht das einem Ergebnis je Aktie von 3,08 € (Vorjahr: 2,12 €).

Überleitung zum bereinigten Nettoergebnis in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+ / -	Jan – Dez 2021
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	2.236	1.373	863	1.535
Bereinigungssachverhalte EBIT	-132	-331	199	650
Bereinigtes EBIT	2.104	1.042	1.062	2.185
Finanzergebnis	341	149	192	-13
Bereinigungssachverhalte Finanzergebnis	-473	-183	-290	-196
Ertragsteuern	-385	-103	-282	-690
Bereinigung Ertragsteuern auf eine Steuerquote von 15 %	88	-48	136	394
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	-109	13	-122	-111
Bereinigtes Nettoergebnis	1.566	870	696	1.569

Bereinigtes Nettoergebnis auf 1.566 Mio. € gestiegen. Das bereinigte Nettoergebnis belief sich auf 1.566 Mio. € (Vorjahr: 870 Mio. €). Um es zu ermitteln, haben wir das neutrale Ergebnis in der Überleitungsrechnung herausgerechnet und Anpassungen bei den Ertragsteuern vorgenommen, um (weiterhin) auf eine Steuerquote von 15 % zu kommen. Die deutliche Verbesserung gegenüber 2021 ist auf den guten operativen Geschäftsverlauf zurückzuführen.

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte ¹ in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	380	1.181	-801	1.683
Onshore Wind / Solar	659	630	29	1.404
Wasser / Biomasse / Gas	151	68	83	294
Energiehandel	17	20	-3	47
Sonstige, Konsolidierung	-	-1	1	2
Kerngeschäft	1.207	1.898	-691	3.430
Kohle / Kernenergie	86	114	-28	259
RWE-Konzern	1.293	2.012	-719	3.689

1 In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst.

Investitionen in Finanzanlagen ¹ in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Offshore Wind	754	-39	793	27
Onshore Wind / Solar	97	13	84	27
Wasser / Biomasse / Gas	7	6	1	6
Energiehandel	3	12	-9	20
Sonstige, Konsolidierung	-	-	-	-
Kerngeschäft	861	-8	869	80
Kohle / Kernenergie	-	-	-	-
RWE-Konzern	861	-8	869	80

1 In der Tabelle sind ausschließlich zahlungswirksame Investitionen erfasst.

Investitionstätigkeit: Fokus auf Ausbau der erneuerbaren Energien. Im ersten Halbjahr 2022 tätigten wir Investitionen in Gesamthöhe von 2.154 Mio. € (Vorjahr: 2.004 Mio. €). Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte setzten wir 1.293 Mio. € ein. Das ist wesentlich weniger als im Vorjahreszeitraum (2.012 Mio. €), in dem hohe Ausgaben für den Bau des Windparks Triton Knoll anfielen. Auch 2022 flossen noch Mittel in dieses Projekt. Darüber hinaus investierten wir in die künftigen Offshore-Windparks Kaskasi nahe Helgoland und Sofia in der britischen Nordsee. Weitere Ausgabenschwerpunkte waren Windkraft- und Solarprojekte in den USA sowie der Bau eines Gaskraftwerks in Biblis, das ab Oktober 2022 zur Stabilisierung des deutschen Stromnetzes beitragen soll.

Für Finanzanlagen gaben wir 861 Mio. € aus (Vorjahr: -8 Mio. €). Wichtigster Einzelposten war eine Kapitaleinzahlung von 740 Mio. € in unser US-amerikanisches Gemeinschaftsunternehmen mit National Grid Ventures. Die Mittel nutzten wir, um die einmalige Pachtgebühr von 1,1 Mrd. US\$ für ein Areal in der New Yorker Bucht zu bezahlen, auf dem wir Offshore-Windkraftanlagen bauen wollen (siehe Seite 10).

Von unseren Investitionen im ersten Halbjahr 2022 waren 88% „taxonomiefähig“. Das heißt, dass wir die Mittel für Aktivitäten eingesetzt haben, die nach der neuen EU-Taxonomie-Verordnung für eine Einstufung als nachhaltig infrage kommen. Bei der Ermittlung des Prozentsatzes wurden Gesamtinvestitionen von 1.648 Mio. € zugrunde gelegt. Die Abweichung vom oben angegebenen Betrag (2.154 Mio. €) erklärt sich dadurch, dass auch nicht zahlungswirksame Vorgänge taxonomie relevant sind, die Finanzanlageinvestitionen dagegen unberücksichtigt bleiben.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021	+/-	Jan – Dez 2021
Funds from Operations	5.439	3.329	2.110	7.103
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-2.534	1.683	-4.217	171
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	2.905	5.012	-2.107	7.274
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-2.105	-2.330	225	-7.738
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-2.009	-458	-1.551	1.457
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-1	45	-46	58
Veränderung der flüssigen Mittel	-1.210	2.269	-3.479	1.051
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	2.905	5.012	-2.107	7.274
Abzüglich Investitionen	-2.154	-2.004	-150	-3.769
Zuzüglich Desinvestitionen / Anlagenabgänge	41	397	-356	1.057
Free Cash Flow	792	3.405	-2.613	4.562

Operativer Cash Flow mit 2,9 Mrd. € deutlich unter Vorjahr. Trotz der verbesserten Ertragslage lag unser Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit mit 2.905 Mio. € weit unter dem hohen Vorjahreswert (5.012 Mio. €). Ein wesentlicher Grund dafür waren Auszahlungen für die Beschaffung von CO₂-Emissionsrechten. Unsere Terminkontrakte zum Erwerb der für 2021 benötigten Zertifikate sind großenteils Anfang 2022 fällig geworden. Dabei machten sich die stark erhöhten CO₂-Preise bemerkbar. Außerdem führten gestiegene Emissionen zu einem zusätzlichen Bedarf an Zertifikaten. Positiv wirkte, dass wir mehr Variation Margins erhalten haben. Dabei handelt es sich um Sicherheitsleistungen für börsengehandelte Commodity-Terminkontrakte, die während der Vertragslaufzeit erbracht werden. Die daraus resultierenden Liquiditätsveränderungen erfassen wir im operativen Cash Flow. Andere Sicherheitsleistungen wie Initial Margins und Collaterals werden im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit berücksichtigt.

Durch die Investitionstätigkeit sind 2.105 Mio. € abgeflossen (Vorjahr: 2.330 Mio. €). Zuzuordnen ist das im Wesentlichen unseren Sach- und Finanzanlageinvestitionen.

Auch die Finanzierungstätigkeit führte zu einem Liquiditätsabfluss, und zwar in Höhe von 2.009 Mio. € (Vorjahr: 458 Mio. €). Im Berichtszeitraum mussten wir beträchtliche Zahlungen für Initial Margins und Collaterals leisten. Initial Margins sind Sicherheitsleistungen, die einmalig bei Abschluss börsengehandelter Kontrakte zu stellen sind, während Collaterals der Besicherung außerbörslicher Kontrakte dienen. Weitere Mittelabflüsse (784 Mio. €) ergaben sich durch unsere Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und Minderheitsgesellschafter. Dem standen Einnahmen in Höhe von 1.985 Mio. € aus der Begebung von zwei grünen Anleihen gegenüber (siehe Seite 12).

Aufgrund der dargestellten Zahlungsströme aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit hat sich unser Liquiditätsbestand um 1.210 Mio. € verringert.

Zieht man vom Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit die Investitionen ab und addiert die Einnahmen aus Desinvestitionen und Anlagenabgängen, erhält man den Free Cash Flow. Dieser lag mit 792 Mio. € weit unter dem Vorjahreswert (3.405 Mio. €).

Nettovermögen / -schulden¹ in Mio. €	30.06.2022	31.12.2021	+ / -
Flüssige Mittel	4.615	5.825	- 1.210
Wertpapiere	8.299	8.347	- 48
Sonstiges Finanzvermögen	14.955	12.403	2.552
Finanzvermögen	27.869	26.575	1.294
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	- 12.907	- 10.704	- 2.203
Währungskurssicherung von Anleihen	16	- 9	25
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	- 6.112	- 7.090	978
Finanzverbindlichkeiten	- 19.003	- 17.803	- 1.200
Zuzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	296	290	6
Nettofinanzvermögen (inkl. Korrektur beim Hybridkapital)	9.162	9.062	100
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	- 1.077	- 1.934	857
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen	838	459	379
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	- 5.899	- 6.029	130
Rückstellungen für den Rückbau von Windparks und Solaranlagen	- 1.132	- 1.198	66
Nettovermögen (+) / Nettoschulden (-)	1.892	360	1.532

1 Die Bergbaurückstellungen sind in den Nettoschulden nicht enthalten. Gleiches gilt für Vermögenswerte, die wir den Bergbaurückstellungen zugeordnet haben. Aktuell sind dies unsere 15%-Beteiligung an E.ON und der Anspruch auf staatliche Entschädigung für den deutschen Braunkohleausstieg in Nominalhöhe von 2,6 Mrd. €.

Nettovermögen auf 1,9 Mrd. € gestiegen. Zum 30. Juni 2022 verfügten wir über Nettovermögen in Höhe von 1.892 Mio. €. Das ist deutlich mehr als zum 31. Dezember 2021 (360 Mio. €). Der Anstieg ergibt sich u. a. aus dem positiven Free Cash Flow. Außerdem verringerten sich die Pensionsrückstellungen um 857 Mio. €. Ausschlaggebend dafür war, dass die Diskontierungszinssätze, mit denen wir die Verpflichtungsbarwerte ermitteln, aufgrund der Marktentwicklung gestiegen sind. Die im vorliegenden Zwischenabschluss verwendeten Zinssätze betragen 3,2% für Deutschland und 3,9% für Großbritannien, gegenüber 1,1% bzw. 1,8% am Ende des vergangenen Jahres. Gegenläufigen Einfluss auf die Höhe der Pensionsrückstellungen hatte, dass sich das Planvermögen, mit dem wir den Großteil unserer Pensionsverpflichtungen decken, marktbedingt verringert hat.

Eigenkapital auf 9,5 Mrd. € gesunken. Im Zwischenabschluss weisen wir eine Bilanzsumme von 189,6 Mrd. € aus, gegenüber 142,3 Mrd. € zum Vorjahresende. Hauptgrund für den deutlichen Anstieg sind die stark erhöhten Commodity-Preise und dementsprechende Wertveränderungen bei von uns abgeschlossenen Termingeschäften. Solche Effekte sind allerdings nur temporär und heben sich größtenteils wieder auf, wenn die Kontrakte realisiert

werden. Sie führten dazu, dass sich unsere Commodity-Derivatpositionen auf der Aktivseite der Bilanz um 40,3 Mrd. € und auf der Passivseite sogar um 54,2 Mrd. € erhöht haben. Die Asymmetrie trug maßgeblich dazu bei, dass sich unser Eigenkapital um 7,5 Mrd. € auf 9,5 Mrd. € verringerte. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) ist um 6,9 Prozentpunkte auf 5,0 % gesunken.

Konzernbilanzstruktur	30.06.2022		31.12.2021			30.06.2022		31.12.2021	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %		in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva					Passiva				
Langfristiges Vermögen	40.013	21,1	38.863	27,3	Eigenkapital	9.470	5,0	16.996	11,9
Davon:					Langfristige Schulden	28.624	15,1	28.306	19,9
Immaterielle Vermögenswerte	5.731	3,0	5.884	4,1	Davon:				
Sachanlagen	21.502	11,3	19.984	14,0	Rückstellungen	15.301	8,1	16.943	11,9
Kurzfristiges Vermögen	149.596	78,9	103.446	72,7	Finanzverbindlichkeiten	9.142	4,8	6.798	4,8
Davon:					Kurzfristige Schulden	151.515	79,9	97.007	68,2
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.855	3,1	6.470	4,5	Davon:				
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	122.435	64,6	79.626	56,0	Rückstellungen	4.117	2,2	4.268	3,0
Wertpapiere	8.010	4,2	8.040	5,6	Finanzverbindlichkeiten	9.878	5,2	10.996	7,7
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	639	0,3	657	0,5	Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.688	3,0	4.428	3,1
Gesamt	189.609	100,0	142.309	100,0	Übrige Verbindlichkeiten	131.832	69,5	77.315	54,4
					Zur Veräußerung bestimmte Schulden	-	-	-	-
					Gesamt	189.609	100,0	142.309	100,0

Mitarbeiter ¹	30.06.2022	31.12.2021	+/-
Offshore Wind	1.469	1.277	192
Onshore Wind / Solar	2.175	2.146	29
Wasser / Biomasse / Gas	2.648	2.606	42
Energiehandel	1.896	1.804	92
Sonstige ²	487	467	20
Kerngeschäft	8.675	8.300	375
Kohle / Kernenergie	9.526	9.946	- 420
RWE-Konzern	18.201	18.246	- 45

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen.

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

Personalbestand knapp unter Vorjahr. Zum 30. Juni 2022 gab es im RWE-Konzern 18.201 Beschäftigte, davon 13.330 an deutschen und 4.871 an ausländischen Standorten. Bei der Ermittlung dieser Zahlen wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Gegenüber Ende 2021 hat sich der Personalbestand etwas verringert (- 45). Einen deutlichen Rückgang verzeichneten wir im Segment Kohle / Kernenergie: Dort haben 420 Beschäftigte den Konzern verlassen, u. a. durch Nutzung von Altersteilzeit- und Vorruhestandsregelungen im Zusammenhang mit dem deutschen Kohleausstieg. Im Kerngeschäft, für das wir uns ambitionierte Wachstumsziele gesetzt haben, sind dagegen 375 zusätzliche Stellen entstanden. Neue Großprojekte im Segment Offshore Wind spielten dabei eine wichtige Rolle.

Prognose 2022

Ausblick 2022 in Mio. €	Aktualisierte Prognose	Bisherige Prognose ¹	Ist 2021
Bereinigtes EBITDA	5.000 – 5.500	3.600 – 4.000	3.650
Davon:			
Kerngeschäft	4.300 – 4.800	2.900 – 3.300	2.761
Davon:			
Offshore Wind	1.350 – 1.600	1.350 – 1.600	1.110
Onshore Wind / Solar	900 – 1.100	650 – 800	258
Wasser / Biomasse / Gas	1.400 – 1.700	700 – 900	731
Energiehandel	Deutlich über 350	150 – 350	769
Kohle / Kernenergie	650 – 750	650 – 750	889
Bereinigtes EBIT	3.400 – 3.900	2.000 – 2.400	2.185
Bereinigtes Nettoergebnis	2.100 – 2.600	1.300 – 1.700	1.569

1 Siehe Geschäftsbericht 2021, Seite 67f.

RWE hebt Ergebnisausblick für 2022 an. Unsere Ertragslage im laufenden Jahr wird aller Voraussicht nach besser sein, als wir im Geschäftsbericht 2021 auf Seite 67f. prognostiziert haben. Beim bereinigten EBITDA rechnen wir nun damit, im Konzern einen Wert von 5,0 Mrd. € bis 5,5 Mrd. € (bisher: 3,6 Mrd. € bis 4,0 Mrd. €) und im Kerngeschäft einen Wert von 4,3 Mrd. € bis 4,8 Mrd. € (bisher: 2,9 Mrd. € bis 3,3 Mrd. €) zu erreichen. Der bislang sehr erfolgreiche Energiehandel und günstigere Marktbedingungen in der Stromerzeugung spielen dabei eine wichtige Rolle. In den Niederlanden werden wir davon profitieren, dass die Kohleverstromung keinen gesetzlichen Beschränkungen mehr unterliegt und dass wir mit Magnum über ein zusätzliches Gaskraftwerk verfügen. Die genannten Faktoren führen dazu, dass wir nun auch in den Segmenten Onshore Wind / Solar, Wasser / Biomasse / Gas und Energiehandel höhere Ergebnisbeiträge erwarten (siehe Tabelle oben).

Bei betrieblichen Abschreibungen von voraussichtlich rund 1,6 Mrd. € ergibt sich für das bereinigte EBIT des Konzerns eine Bandbreite von 3,4 Mrd. € bis 3,9 Mrd. € (bisher: 2,0 Mrd. € bis 2,4 Mrd. €). Den Ausblick für das bereinigte Nettoergebnis heben wir auf 2,1 Mrd. € bis 2,6 Mrd. € an (bisher: 1,3 Mrd. € bis 1,7 Mrd. €). Die Prognoseanpassung ist hier moderater. Eine Rolle spielt dabei, dass wir mit zusätzlichen Belastungen im bereinigten Finanzergebnis rechnen. Wir veranschlagen diese Kennzahl nun auf rund – 450 Mio. € (bisher: rund – 250 Mio. €), u. a. wegen des gestiegenen Fremdfinanzierungsvolumens und höherer Kosten für die Liquiditätssicherung. Darüber hinaus erwarten wir höhere Ergebnisanteile anderer Gesellschafter. Aktuell rechnen wir mit einer Größenordnung von 350 Mio. € (bisher: 200 Mio. €). Das ergibt sich aus der verbesserten operativen Ertragslage.

Sachinvestitionen höher als 2021. Bestätigen können wir unsere Prognose zu den Investitionen. Die Ausgaben für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden voraussichtlich wesentlich höher sein als 2021 (3.689 Mio. €), obwohl sie im ersten Halbjahr noch rückläufig waren. Hintergrund ist, dass bei einigen Windkraftprojekten der Großteil der diesjährigen Investitionen erst in der zweiten Jahreshälfte anfällt.

Leverage Factor: Obergrenze von 3,0 wird eingehalten. Ein wichtiger Indikator für unsere Finanzkraft ist das Verhältnis der Nettoschulden zum bereinigten EBITDA des Kerngeschäfts (Leverage Factor). Wir haben uns für den Leverage Factor eine Obergrenze von 3,0 gesetzt. Im Geschäftsjahr 2021 lag die Kennzahl unter null. Trotz der hohen geplanten Investitionen gehen wir davon aus, dass der Leverage Factor die Marke von 3,0 auch Ende 2022 deutlich unterschreiten wird.

Stabile Dividende geplant. Der Vorstand der RWE AG strebt für das Geschäftsjahr 2022 eine Gewinnausschüttung je Aktie in Höhe von 0,90 € an. Dies entspricht der Dividende, die wir für 2021 gezahlt haben.

Aktuelle Einschätzung der Risikolage

Höhere Risiken durch Ukraine-Krieg und Inflation. Der Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten, die wesentlichen Risiken und Chancen sowie unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung von Risiken werden im Geschäftsbericht 2021 auf Seite 70 ff. ausführlich dargestellt. Die dort getroffenen Aussagen geben unseren Kenntnisstand vom Februar 2022 wieder. Wir teilen unsere Risiken nach ihren Ursachen in die folgenden sieben Klassen ein: (1) Marktrisiken, (2) regulatorische und politische Risiken, (3) rechtliche Risiken, (4) operative Risiken, (5) finanzwirtschaftliche Risiken, (6) Bonität von Geschäftspartnern und (7) sonstige Risiken. Für jede dieser Klassen nehmen wir eine Risikoeinstufung vor, bei der wir uns am höchsten Einzelrisiko orientieren. Wir unterscheiden dabei die Kategorien „gering“, „mittel“ und „hoch“. Unsere Risiken erheben wir im Halbjahresrhythmus mithilfe einer Bottom-up-Analyse. Bei der jüngsten Erhebung im Frühjahr 2022 haben wir die finanzwirtschaftlichen Risiken von „mittel“ auf „hoch“ heraufgestuft (siehe Erläuterung unten). Für die anderen Risikoklassen ergab sich keine Veränderung.

Unsere im Geschäftsbericht 2021 beschriebenen Risiken infolge des Ukraine-Kriegs und der massiven Verteuerung von Energie haben sich teilweise materialisiert. Wie auf Seite 10 erläutert, hat der Wegfall der vertraglich kontrahierten Steinkohlelieferungen aus Russland zu hohen finanziellen Einbußen für uns geführt. Die Risiken aus Gasbezugsverträgen konnten wir durch Absicherungsgeschäfte vollständig eliminieren. Allerdings sind weiterhin Belastungen möglich, falls es in Europa zu einem Gasnotstand und weitreichenden staatlichen Markteingriffen kommt. Regulatorische Risiken bestehen auch im Zusammenhang mit den stark erhöhten Strom- und Rohstoffpreisen. Länder wie Italien und Spanien haben bereits Sonderabgaben eingeführt, um Markttagengewinne von Energieunternehmen abzuschöpfen. Die britische Regierung erwägt sogar Anpassungen des Marktdesigns. Solche Eingriffe könnten auch für RWE negative Auswirkungen haben.

Güterknappheiten und Logistikprobleme nach Abklingen der Corona-Krise haben die Inflation angeheizt. Durch den Ukraine-Krieg hat sich die Lage weiter verschärft. Eine Beschleunigung der Geldentwertung und die damit verbundenen Kostensteigerungen können dazu führen, dass wir unsere Rückstellungen noch stärker anheben müssen, als im laufenden Jahr bereits geschehen. Nachteilig sind die Preissteigerungen insbesondere dann, wenn sie überdurchschnittlich stark in Branchen auftreten, von denen wir Produkte und Dienstleistungen für die Entsorgung im Kernenergiebereich oder für die Reaktivierung von Tagebauflächen beziehen. Allerdings gehen mit zunehmenden Inflationsraten i. d. R. auch steigende Nominalzinssätze einher. Bei höheren Abzinsungssätzen fallen die Gegenwartswerte künftiger Verpflichtungen niedriger aus – und damit auch die bilanziellen Rückstellungen. Preissteigerungen und Zinsanhebungen wirken sich somit gegenläufig aus. Dennoch haben wir unsere finanzwirtschaftlichen Risiken inflationsbedingt auf „hoch“ angepasst.

Aufgrund der gestiegenen Preise und Volatilitäten an den Energiemärkten haben auch die Liquiditätsrisiken zugenommen, die sich aus der Besicherung von Termintransaktionen ergeben. Die Höhe der Sicherheitsleistungen hängt davon ab, wie stark die vertraglich vereinbarten Preise von den Marktnotierungen zum jeweiligen Stichtag abweichen. Sind die Differenzen groß, können erhebliche Liquiditätsbelastungen eintreten. Aufgrund unserer soliden Finanzlage sind wir zuversichtlich, stets die benötigten Sicherheiten bereitstellen zu können. Um dies auch bei extremeren Szenarien zu gewährleisten, haben wir unseren Kreditlinienspielraum im Frühjahr auf 8 Mrd. € erhöht (siehe Seite 13).

Trotz der beschriebenen Unwägbarkeiten sind weiterhin keine Risiken erkennbar, die den Fortbestand der RWE AG oder des RWE-Konzerns gefährden könnten.

Risikokennzahlen im ersten Halbjahr 2022. Commodity-Preis-Risiken und finanzwirtschaftliche Risiken steuern und überwachen wir anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk, dem Cash Flow at Risk und Sensitivitäten.

Risiken im Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading messen wir mit dem Value at Risk (VaR). Dieser gibt an, welchen Wert der mögliche Verlust aus einer Risikoposition mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit in einem gegebenen Zeithorizont nicht überschreitet. Für die VaR-Berechnung legen wir im Konzern grundsätzlich ein Konfidenzniveau von 95 % zugrunde – bei einem Betrachtungszeitraum von einem Tag. Das bedeutet, dass der Tagesverlust den VaR mit einer Wahrscheinlichkeit von 95 % nicht übersteigt. Der VaR für Preisrisiken von Commodity-Positionen im Handelsgeschäft muss ein bestimmtes Limit einhalten, das im Berichtszeitraum von 60 Mio. € auf 80 Mio. € angehoben wurde. Im ersten Halbjahr bewegten sich die tatsächlichen Tageswerte meist deutlich unter der Obergrenze. Sie lagen im Durchschnitt bei 44 Mio. €.

Das Management unseres Gasportfolios und das LNG-Geschäft sind in einer eigenen Organisationseinheit bei RWE Supply & Trading gebündelt. Auch für diese Aktivitäten gibt es ein VaR-Tageslimit. Die Obergrenze wurde im Berichtszeitraum angepasst und beträgt aktuell 65 Mio. €. Im Halbjahresdurchschnitt kamen wir auf einen VaR von 34 Mio. €.

Ein bedeutender Risikofaktor im Finanzbereich ist die Entwicklung der Marktzinsen. Falls sie steigen, erhöhen sich auch die 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. Im ersten Halbjahr 2022 belief sich der CFaR auf durchschnittlich 2 Mio. €.

Steigen die Zinsen, können bei Wertpapieren aus unserem Bestand Kursverluste eintreten. Dies gilt in erster Linie für festverzinsliche Anleihen. Das Kursrisiko messen wir per Sensitivitätsanalyse. Zum Bilanzstichtag ergab sich folgendes Bild: Bei einem Anstieg der Marktzinsen um 100 Basispunkte hätte sich der Wert der von uns gehaltenen Anleihen um 21 Mio. € verringert.

Risiken aus Finanzpositionen in Fremdwährung quantifizieren wir ebenfalls anhand von Sensitivitäten. Dabei berechnen wir, wie sich eine Wechselkursänderung um 10% auf den Wert der Positionen ausgewirkt hätte; zum 30. Juni lag diese Sensitivität bei 0,8 Mio. €.

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, 8. August 2022

Der Vorstand



Krebber



Müller



Seeger

Konzernzwischenabschluss (verkürzt)

Gewinn- und Verlustrechnung

in Mio. €	Apr – Jun 2022 ¹	Apr – Jun 2021 ¹	Jan – Jun 2022	Jan – Jun 2021
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas- / Stromsteuer)	8.298	3.792	16.300	8.575
Erdgas- / Stromsteuer	-53	-51	-112	-127
Umsatzerlöse²	8.245	3.741	16.188	8.448
Materialaufwand	-8.224	-2.768	-15.739	-6.330
Personalaufwand	-634	-636	-1.325	-1.216
Abschreibungen	-403	-1.154	-785	-1.510
Sonstiges betriebliches Ergebnis	306	1.422	3.810	1.653
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	68	54	140	140
Übriges Beteiligungsergebnis	-12	183	-53	188
Ergebnis vor Finanzergebnis und Steuern	-654	842	2.236	1.373
Finanzerträge	958	421	1.440	1.147
Finanzaufwendungen	-456	-368	-1.099	-998
Ergebnis vor Steuern	-152	895	2.577	1.522
Ertragsteuern	90	-386	-385	-103
Ergebnis	-62	509	2.192	1.419
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	21	-28	109	-13
Davon: Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	-83	537	2.083	1.432
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie in €	-0,12	0,80	3,08	2,12

1 Die freiwillige Angabe der Quartalswerte für den Zeitraum vom 1. April bis 30. Juni 2022 und das Vorjahresquartal unterliegen nicht der prüferischen Durchsicht zum 30. Juni 2022.

2 Eine Darstellung der Umsatzerlöse nach Produkten und Segmenten findet sich auf Seite 18.

Gesamtergebnisrechnung

Beträge nach Steuern in Mio. €	Apr - Jun 2022 ¹	Apr - Jun 2021 ¹	Jan - Jun 2022	Jan - Jun 2021
Ergebnis	-62	509	2.192	1.419
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	381	158	1.175	805
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	4	-2	2	-2
Marktbewertung von Eigenkapitalinstrumenten	-984	-36	-1.606	300
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	-599	120	-429	1.103
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-44	28	-98	101
Marktbewertung von Fremdkapitalinstrumenten	-5	8	-12	-12
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-472	-163	-5.901	1.084
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	10	1	20	11
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-511	-126	-5.991	1.184
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-1.110	-6	-6.420	2.287
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	-1.172	503	-4.228	3.706
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	-1.191	531	-4.351	3.657
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	19	-28	123	49

1 Die freiwillige Angabe der Quartalswerte für den Zeitraum vom 1. April bis 30. Juni 2022 und das Vorjahresquartal unterliegen nicht der prüferischen Durchsicht zum 30. Juni 2022.

Bilanz

Aktiva in Mio. €	30.06.2022	31.12.2021
Langfristiges Vermögen		
Immaterielle Vermögenswerte	5.731	5.884
Sachanlagen	21.502	19.984
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.852	3.021
Übrige Finanzanlagen	3.804	5.477
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.209	3.834
Latente Steuern	915	663
	40.013	38.863
Kurzfristiges Vermögen		
Vorräte	8.042	2.828
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.855	6.470
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	122.435	79.626
Wertpapiere	8.010	8.040
Flüssige Mittel	4.615	5.825
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	639	657
	149.596	103.446
	189.609	142.309

Passiva in Mio. €	30.06.2022	31.12.2021
Eigenkapital		
Anteile der Aktionäre der RWE AG	7.772	15.254
Anteile anderer Gesellschafter	1.698	1.742
	9.470	16.996
Langfristige Schulden		
Rückstellungen	15.301	16.943
Finanzverbindlichkeiten	9.142	6.798
Übrige Verbindlichkeiten	2.679	2.617
Latente Steuern	1.502	1.948
	28.624	28.306
Kurzfristige Schulden		
Rückstellungen	4.117	4.268
Finanzverbindlichkeiten	9.878	10.996
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.688	4.428
Übrige Verbindlichkeiten	131.832	77.315
	151.515	97.007
	189.609	142.309

Kapitalflussrechnung

in Mio.€	Jan - Jun 2022	Jan - Jun 2021
Ergebnis	2.192	1.419
Abschreibungen / Zuschreibungen	196	1.351
Veränderung der Rückstellungen	- 623	- 529
Latente Steuern / zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen / Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	3.674	1.088
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	- 2.534	1.683
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	2.905	5.012
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit¹	- 2.105	- 2.330
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	- 2.009	- 458
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	- 1.209	2.224
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	- 1	45
Veränderung der flüssigen Mittel	- 1.210	2.269
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	5.825	4.774
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	4.615	7.043

1 Nach Erst- / Nachdotierung von Planvermögen in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 1.091 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 anderer Gesellschafter	Gesamt
Stand: 01.01.2021	5.959	8.301	2.656	16.916	790	17.706
Kapitalauszahlung					-6	-6
Dividendenzahlungen		-575		-575	-72	-647
Ergebnis		1.432		1.432	-13	1.419
Other Comprehensive Income		1.104	1.121	2.225	62	2.287
Total Comprehensive Income		2.536	1.121	3.657	49	3.706
Übrige Veränderungen		-23	-601	-624	1.076	452
Stand: 30.06.2021	5.959	10.239	3.176	19.374	1.837	21.211
Stand: 31.12.2021	5.959	10.706	-1.411	15.254	1.742	16.996
Erstanwendung IAS 29		18	-4	14	6	20
Stand: 01.01.2022	5.959	10.724	-1.415	15.268	1.748	17.016
Kapitalauszahlung					-5	-5
Dividendenzahlungen		-609		-609	-175	-784
Ergebnis		2.083		2.083	109	2.192
Other Comprehensive Income		-430	-6.004	-6.434	14	-6.420
Total Comprehensive Income		1.653	-6.004	-4.351	123	-4.228
Übrige Veränderungen		24	-2.560	-2.536	7	-2.529
Stand: 30.06.2022	5.959	11.792	-9.979	7.772	1.698	9.470

Anhang

Rechnungslegungsmethoden

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

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2022 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 8. August 2022 zur Veröffentlichung freigegeben worden.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses zum 30. Juni 2022 ein gegenüber dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2021 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 2021. Für weitere Informationen verweisen wir auf den Konzerngeschäftsbericht 2021, der die Basis für den vorliegenden Halbjahresfinanzbericht darstellt.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie wird ein durchschnittlicher Abzinsungsfaktor von 1,3% (31.12.2021: 0,0%) und für bergbaubedingte Rückstellungen von 2,9% (31.12.2021: 2,1%) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden im Inland mit 3,2% und im Ausland mit 3,9% abgezinst (31.12.2021: 1,1% bzw. 1,8%).

Die Türkei gilt seit dem 30. Juni 2022 als Hochinflationsland gemäß IAS 29. RWE wendet daher im Konzernzwischenabschluss zum 30. Juni 2022 für den einbezogenen Abschluss türkischer Tochterunternehmen erstmals IAS 29 an. Der aus der retrospektiven Erstanwendung des IAS 29 resultierende, im Eigenkapital erfasste Effekt zum 1. Januar 2022 betrug 20 Mio. €. Aus der IAS-29-Anwendung ergab sich im ersten Halbjahr 2022 ein in den Abschreibungen sowie im Finanzergebnis ausgewiesener Verlust aus der Nettoposition der

monetären Posten in Höhe von 15 Mio. €. Dabei wurde der Verbraucherpreisindex des Statistikinstituts der Türkei zur Adjustierung der Kaufkrafteffekte verwendet. Zum 1. Januar 2022 betrug dieser 687 Basispunkte und erhöhte sich im ersten Halbjahr 2022 auf 978 Basispunkte. Die Vorjahreszahlen wurden in Übereinstimmung mit IAS 21 nicht angepasst.

Für die Kapitalflussrechnung ergaben sich die folgenden Effekte für das erste Halbjahr 2022:

Position	Anpassungseffekt aus IAS-29-Anwendung im ersten Halbjahr 2022 in Mio.€
Ergebnis	- 15
Abschreibungen / Zuschreibungen	4
Veränderung der Rückstellungen	0
Latente Steuern / zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen / Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	15
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	- 4
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	0

Der nicht in der Kapitalflussrechnung erfasste Inflationseffekt auf den Anfangsbestand der Zahlungsmittel in der Türkei beträgt zum 30. Juni 2022 19 Mio. €.

Änderungen der Rechnungslegungsvorschriften

Der International Accounting Standards Board (IASB) hat Änderungen bei bestehenden IFRS verabschiedet, die für den RWE-Konzern wegen der erfolgten Anerkennung durch die EU ab dem Geschäftsjahr 2022 verpflichtend anzuwenden sind:

- Änderungen an IFRS 3 „Unternehmenszusammenschlüsse“ (2020)
- Änderungen an IAS 16 „Sachanlagen“ (2020)
- Änderungen an IAS 37 „Rückstellungen, Eventualverbindlichkeiten und Eventualforderungen“ (2020)
- Jährliche Verbesserungen an den IFRS-Standards Zyklus 2018–2020 (2020)

Diese neuen Regelungen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss.

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der EU im Geschäftsjahr 2022 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 „Versicherungsverträge“ (2017)
- Amendments to IAS 1 „Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current“ (2020) and „Presentation of Financial Statements: Classification of Liabilities as Current or Non-current – Deferral of Effective Date“ (2020)
- Amendments to IAS 12 „Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction“ (2021)
- Änderungen an IAS 1 „Darstellung des Abschlusses“ (2021)
- Änderungen an IAS 8 „Rechnungslegungsmethoden, Änderungen von rechnungslegungsbezogenen Schätzungen und Fehler“ (2021)
- Amendments to IFRS 17 „Insurance contracts: Initial Application of IFRS 17 and IFRS 9 – Comparative Information“ (2021)

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 (Gemeinschaftsunternehmen) oder als gemeinschaftliche Tätigkeit.

Im Folgenden wird dargestellt, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen und der mittels der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen ergeben haben:

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2022	55	205	260
Erstkonsolidierungen	3	9	12
Entkonsolidierungen	-1	-4	-5
Verschmelzungen		-2	-2
Stand: 30.06.2022	57	208	265

Anzahl at-Equity-bilanzierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand: 01.01.2022	11	20	31
Veräußerungen		-1	-1
Sonstige Veränderungen		3	3
Stand: 30.06.2022	11	22	33

Zudem werden zwei (31.12.2021: zwei) Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet.

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte (Assets held for sale)

Verkauf des Netzanschlusses des Offshore-Windparks Triton Knoll. Aus wettbewerbsrechtlichen Gründen ist RWE verpflichtet, den Netzanschluss des britischen Offshore-Windparks Triton Knoll zu veräußern. Daher wird der Buchwert des Netzanschlusses, der ausschließlich Sachanlagen betrifft, in Höhe von 639 Mio. € zum 30. Juni 2022 als zur Veräußerung bestimmt in der Bilanz ausgewiesen. Der zur Veräußerung bestimmte Vermögenswert ist dem Segment Offshore Wind zugeordnet. Der Vollzug der Veräußerung wird innerhalb der nächsten zwölf Monate erwartet.

Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2021 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet. Im Rahmen des Long-Term-Incentive-Plans für Führungskräfte mit der Bezeichnung „Strategic Performance Plan“ (SPP) hat die RWE AG für das Geschäftsjahr 2022 eine weitere Tranche begeben.

Wertaufholung

Im Segment Kohle / Kernenergie wurden für die in früheren Perioden gemäß IAS 36 wertgeminderten zahlungsmittelgenerierenden Einheiten (ZGE) Hambach und Inden Zuschreibungen bis zu den fortgeführten Anschaffungs- und Herstellungskosten der jeweiligen ZGE in Höhe von 517 Mio. € bzw. 137 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 1,3 Mrd. € bzw. 1,1 Mrd. €). Auf das Sachanlagevermögen entfielen davon 515 Mio. € bzw. 137 Mio. € und auf immaterielle Vermögenswerte 2 Mio. € bzw. 0 Mio. €. Die Zuschreibungen wurden in der Position „Sonstige betriebliche Erträge“ erfasst. Die ZGE Hambach bzw. Inden umfassen die jeweiligen Tagebaue und zugehörige Kraftwerksblöcke.

Im Wesentlichen ist die Zuschreibung durch stark gestiegene Marktpreise für Strom und gleichzeitig weniger stark gestiegene Marktpreise für CO₂-Emissionsrechte begründet. Da die Stromerzeugung der nächsten Jahre weitgehend gegen Marktpreisschwankungen mit Derivaten gesichert worden ist, stehen den Zuschreibungen Marktwertminderungen der Finanzinstrumente zur Absicherung von Preisrisiken gegenüber, die erfolgsneutral im Other Comprehensive Income (OCI) erfasst sind.

Zur Ermittlung des erzielbaren Betrags als beizulegender Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten wurden grundsätzlich die gleichen Bewertungsmodelle und -parameter wie im Geschäftsjahr 2021 angewendet. Dabei wurden u. a. aktualisierte Diskontierungszinssätze nach Steuern von jeweils 4,5 % verwendet (Vorjahr: 2,75 %). Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen ist der ermittelte beizulegende Zeitwert der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 28. April 2022 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2021 in Höhe von 0,90 € je dividendenberechtigter RWE-Aktie auszuschütten. Die Ausschüttung für das Geschäftsjahr 2021 erfolgte am 3. Mai 2022 und betrug insgesamt 609 Mio. € (Vorjahr: 575 Mio. €).

Finanzierungsmaßnahmen

Im Mai 2022 hat RWE zwei weitere grüne Anleihen mit einem Volumen von jeweils 1 Mrd. € (Gesamtvolumen: 2 Mrd. €) begeben. Für die erste Anleihe mit einer Laufzeit bis 2026 beträgt die Rendite bis zur Fälligkeit zum Emissionszeitpunkt 2,217 %, basierend auf einem Kupon von 2,125 % p. a. und einem Ausgabepreis von 99,652 %. Für die zweite Anleihe mit einer Laufzeit bis 2030 beläuft sich die Rendite bis zur Fälligkeit zum Emissionszeitpunkt auf 2,851 %, basierend auf einem Kupon von 2,750 % p. a. und einem Ausgabepreis von 99,287 %. Das von RWE erstellte Regelwerk für grüne Anleihen, das RWE Green Bond Framework, sieht die Verwendung der Emissionserlöse ausschließlich für die Finanzierung bzw. die Refinanzierung von Windkraft- und Solarprojekten vor.

Im April 2022 ist die Tranche B der 2019 abgeschlossenen syndizierten Kreditlinie über 2 Mrd. € ausgelaufen. Sie wurde durch eine neue, gleich große Kreditlinie ersetzt, die eine Laufzeit bis April 2026 aufweist. Tranche A der syndizierten Kreditlinie von 2019 über 3 Mrd. € läuft unverändert bis April 2026. Zudem wurde im März 2022 eine neue syndizierte Kreditlinie über 3 Mrd. € mit einer Laufzeit von zwölf Monaten abgeschlossen, die zweimal um jeweils weitere sechs Monate verlängert werden kann.

Ergebnis je Aktie

		Jan - Jun 2022	Jan - Jun 2021
Nettoergebnis / Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	2.083	1.432
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien	Tsd. Stück	676.220	676.220
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Aktie	€	3,08	2,12

Eventualforderungen

Am 20. Juni 2022 hat die niederländische Regierung vor dem Hintergrund der aktuellen Gasknappheiten angekündigt, die CO₂-Obergrenze für Kohlekraftwerke, die als Alternative zur Gasverstromung dienen, abzuschaffen. Damit wurde das Gesetz zur vorübergehenden Limitierung des Einsatzes von Kohlekraftwerken (siehe RWE-Geschäftsbericht 2021, Seite 173) mit sofortiger Wirkung zum 20. Juni 2022 zurückgezogen. Demnach unterliegen niederländische Kohlekraftwerke ab dem 20. Juni 2022 bezüglich des erlaubten jährlichen CO₂-Ausstoßes keinen Restriktionen mehr – auch nicht für das Jahr 2022. Zudem hat das niederländische Klima- und Energieministerium bekannt gegeben, dass diese Maßnahme im Zeitraum von 2022 bis 2024 nicht reaktiviert wird. Darüber hinaus sollen die betroffenen Unternehmen nach Aussage der niederländischen Regierung für die 2022 aus der CO₂-Obergrenze resultierenden Schäden gemäß gesetzlichen Vorschriften und der Entschädigungsverfügung entschädigt werden. Die Rücknahme des Gesetzes muss nach der Sommerpause noch formal vom niederländischen Parlament verabschiedet werden. Aufgrund der dargestellten Änderungen des regulatorischen Umfeldes erwartet RWE keine Entschädigung im höheren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich mehr, da die temporäre Einschränkung von Kohlekraftwerken für die Jahre 2022 bis 2024 zum 20. Juni 2022 aufgehoben wurde. Allerdings geht RWE für 2022 von einer möglichen Entschädigung im niedrigeren dreistelligen Millionen-Euro-Bereich aus.

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 2022 zu Erträgen in Höhe von 387 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 377 Mio. €). Zudem führten die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte zu Aufwendungen in Höhe von 457 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 145 Mio. €). Zum 30. Juni 2022 betragen die Forderungen 256 Mio. € (31.12.2021: 226 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 498 Mio. € (31.12.2021: 312 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 114 Mio. € (31.12.2021: 114 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 solche nicht vorhanden sind – 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. Energie-wirtschaftliche 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. Deren Buchwert beträgt 17.477 Mio. € (31.12.2021: 16.385 Mio. €), der beizulegende Zeitwert 17.323 Mio. € (31.12.2021: 16.419 Mio. €).

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 30.06.2022	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 31.12.2021	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	3.804	3.260	217	327	5.477	4.960	235	282
Derivate (aktiv)	105.905		99.223	6.682	65.160		61.281	3.879
Davon: in Sicherungsbeziehungen	7.965		7.965		6.768		6.768	
Wertpapiere ¹	6.905	18	6.887		7.069	107	6.962	
Derivate (passiv)	131.416		129.630	1.786	76.992		75.760	1.232
Davon: in Sicherungsbeziehungen	22.883		22.883		14.609		14.609	

1 Teilweise angepasste Vorjahreswerte

Im Berichtszeitraum wurden Wertberichtigungen in Höhe von 748 Mio. € auf als Derivate zum Fair Value bilanzierte Verträge über Steinkohlebezüge aus Russland im sonstigen betrieblichen Ergebnis erfasst. Diese Wertberichtigungen wurden erforderlich aufgrund der Sanktionen, die die EU und Großbritannien gegen Russland infolge des Ukraine-Kriegs verhängt haben.

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2022	Stand: 01.01.2022	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 30.06.2022
			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	282	- 11	- 2		58	327
Derivate (aktiv)	3.879	- 2	4.641		- 1.836	6.682
Derivate (passiv)	1.232	4	1.345		- 795	1.786

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2021	Stand: 01.01.2021	Änderungen Konsolidierungskreis, Währungsanpassungen, Sonstiges	Veränderungen			Stand: 30.06.2021
			Erfolgswirksam	Erfolgsneutral (OCI)	Zahlungswirksam	
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	364	- 81	1		35	319
Derivate (aktiv)	699		579			1.278
Derivate (passiv)	256	1	- 33			224
Zur Veräußerung bestimmte Schulden		1	34			35

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt Jan – Jun 2022	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstich- tag noch gehalten wurden	Gesamt Jan – Jun 2021	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstich- tag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Sonstige betriebliche Erträge / Aufwendungen	3.297	3.297	577	577
Beteiligungsergebnis	-3	-3	2	-3
	3.294	3.294	579	574

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugs- und Rohstoffverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Ihre Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Strom-, Öl- und Gaspreise abhängig. Bei steigenden Marktpreisen erhöht sich bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert, bei sinkenden Marktpreisen verringert er sich. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/- 10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 45 Mio. € (Vorjahr: 102 Mio. €) bzw. zu einem Rückgang um 45 Mio. € (Vorjahr: 102 Mio. €) führen.

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 2022, 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 Zwischenberichterstattung, 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 8. August 2022

PricewaterhouseCoopers GmbH
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

Aissata Touré
Wirtschaftsprüferin

Finanzkalender 2022 / 2023

10. November 2022	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2022
21. März 2023	Bericht über das Geschäftsjahr 2022
04. Mai 2023	Hauptversammlung
05. Mai 2023	Ex-Dividende-Tag
09. Mai 2023	Dividendenzahlung
11. Mai 2023	Zwischenmitteilung über das erste Quartal 2023
10. August 2023	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2023
14. November 2023	Zwischenmitteilung über die ersten drei Quartale 2023

Der vorliegende Zwischenbericht ist am 11. August 2022 publiziert worden. Alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten und die Hauptversammlung werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.

RWE Aktiengesellschaft

RWE Platz 1
45141 Essen

www.rwe.com