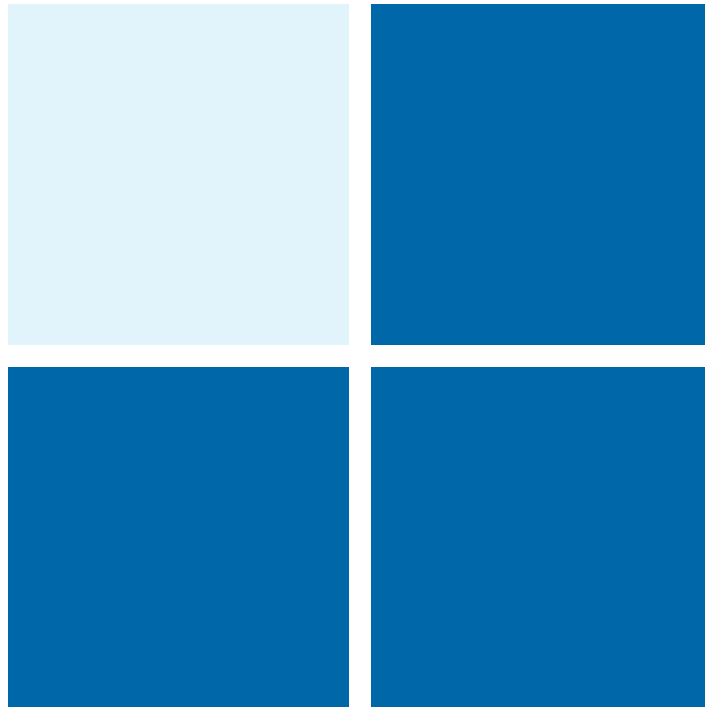


# BERICHT ÜBER DIE ERSTEN DREI QUARTALE 2014

- Betriebliches Ergebnis mit 2,9 Mrd. € im Plan
- Nettofinanzschulden um 2,3 Mrd. € gesenkt
- Ergebnisprognose für 2014 bekräftigt
- Britische RWE-Kraftwerke für Kapazitätsmarkt präqualifiziert



## AUF EINEN BLICK

Eckdaten des RWE-Konzerns <sup>1</sup>		Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Stromerzeugung	Mrd. kWh	151,2	160,7	-5,9	218,2
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	191,7	200,0	-4,2	270,9
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	184,6	228,7	-19,3	320,7
Außenumsatz	Mio. €	35.288	38.698	-8,8	52.425
EBITDA	Mio. €	4.700	6.048	-22,3	7.904
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	2.908	4.190	-30,6	5.369
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	Mio. €	1.470	1.251	17,5	-2.016
Nettoergebnis	Mio. €	994	609	63,2	-2.757
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	763	1.915	-60,2	2.314
Ergebnis je Aktie	€	1,62	0,99	63,6	-4,49
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	1,24	3,12	-60,3	3,76
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	4.759	4.503	5,7	4.803
Investitionen	Mio. €	2.284	2.526	-9,6	3.978
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	2.197	2.458	-10,6	3.848
In Finanzanlagen	Mio. €	87	68	27,9	130
Free Cash Flow	Mio. €	2.562	2.045	25,3	960
		30.09.2014	31.12.2013		
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	30.709	30.727	-0,1	
Mitarbeiter <sup>2</sup>		60.439	64.896	-6,9	

1 Siehe Anmerkungen zur Berichtsweise auf Seite 11.

2 Umgerechnet in Vollzeitstellen

## Inhalt

<b>Brief des Vorstandsvorsitzenden</b>	<b>1</b>	<b>Konzernzwischenabschluss (verkürzt)</b>	<b>30</b>
<b>RWE am Kapitalmarkt</b>	<b>2</b>	Gewinn- und Verlustrechnung	<b>30</b>
<b>Lagebericht</b>	<b>4</b>	Gesamtergebnisrechnung	<b>31</b>
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	<b>4</b>	Bilanz	<b>32</b>
Wesentliche Ereignisse	<b>8</b>	Kapitalflussrechnung	<b>33</b>
Anmerkungen zur Berichtsweise	<b>11</b>	Veränderung des Eigenkapitals	<b>34</b>
Geschäftsentwicklung	<b>14</b>	Anhang	<b>35</b>
Prognosebericht	<b>27</b>	<b>Finanzkalender 2015</b>	
Entwicklung der Risiken und Chancen	<b>29</b>		

Liebe Aktionäre, liebe Kunden und  
Freunde des Unternehmens,

das laufende Geschäftsjahr befindet sich auf der Zielgeraden. Große Überraschungen hat es bislang nicht gebracht. Dementsprechend bewegt sich das betriebliche Konzernergebnis der ersten drei Quartale mit 2,9 Mrd. € im Rahmen der Erwartungen. Gegenüber dem Vorjahr hat es sich um 31% verringert. Die Gründe hierfür erläutern wir Ihnen auf den Seiten 18 bis 20 in diesem Bericht. Aufgrund des bislang planmäßigen Geschäftsverlaufs können wir die Prognose für das Gesamtjahr bestätigen: Für das betriebliche Ergebnis veranschlagen wir unverändert einen Korridor von 3,9 bis 4,3 Mrd. € und für das nachhaltige Nettoergebnis von 1,2 bis 1,4 Mrd. €. In den Zahlen bereits berücksichtigt ist die geplante Veräußerung von RWE Dea. Wir arbeiten daran, die Transaktion zügig abzuschließen. Allerdings stehen noch einige Zustimmungen Dritter aus. Ob wir die Gespräche hierzu bereits 2014 abschließen können, lässt sich derzeit nicht absehen.

Doch zurück zum Zwischenabschluss. Trotz des Ergebnismrückgangs gab es in den ersten drei Quartalen mehr Licht als Schatten. Beispielsweise hat sich unser Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit um 6% auf 4,8 Mrd. € erhöht. Der hohe Mittelzufluss war ausschlaggebend dafür, dass wir unsere Nettofinanzschulden um 2,3 Mrd. € senken konnten. Wie Sie wissen, haben wir uns vorgenommen, unsere Investitionen und Ausschüttungen vollständig aus dem operativen Cash Flow zu decken. Dieses Ziel wollen wir spätestens 2015 erreichen.

Eine weitere gute Nachricht ist, dass wir uns mit allen Kraftwerken, die dafür in Frage kamen, für den neuen britischen Kapazitätsmarkt präqualifiziert haben. Wir sprechen hier von acht Gigawatt Nettoleistung. Damit sind wir der zweitgrößte Teilnehmer an den Kapazitätsauktionen, die im Dezember stattfinden sollen und von deren Ausgang es abhängt, welche Kraftwerke in den Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Die Betreiber dieser Anlagen werden neben den Erlösen aus dem Stromverkauf auch eine Vergütung dafür erhalten, dass sie dem Markt gesicherte Leistung zur Verfügung stellen. Ein solcher Kapazitätsmarkt, wie Großbritannien ihn einführt, schafft die wirtschaftliche Basis für den Neubau oder Weiterbetrieb von Kraftwerken, die benötigt werden, um die Sicherheit der Stromversorgung langfristig zu garantieren.

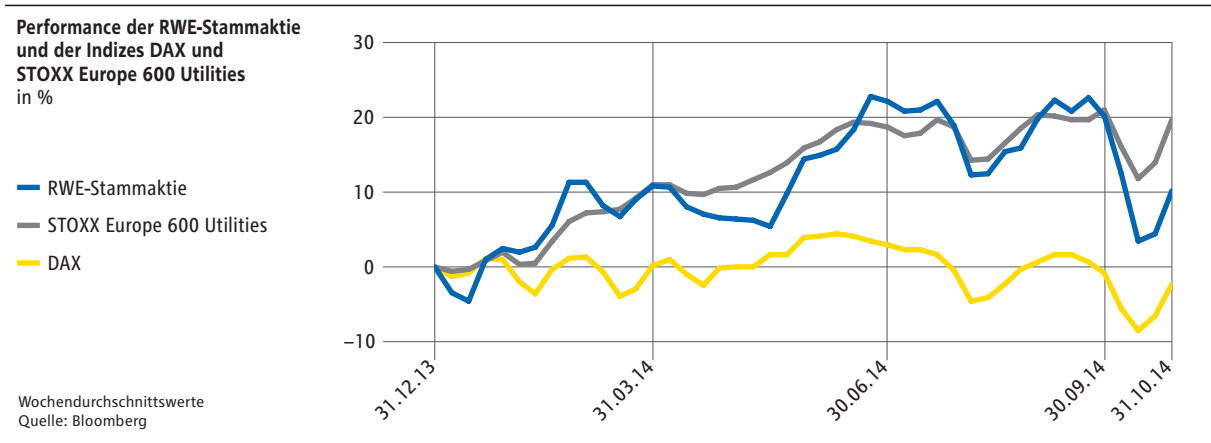
Besonders gefreut hat mich, dass wir jüngst gleich zwei Auszeichnungen für nachhaltiges Wirtschaften erhielten: Zum wiederholten Mal ist RWE in die Gruppe der Dow Jones Sustainability Indizes aufgenommen worden und hat sich darüber hinaus für den „Climate Performance Leadership Index“ der Nichtregierungsorganisation Carbon Disclosure Project qualifiziert. Gerade die letztgenannte Auszeichnung, die uns für Maßnahmen zur Senkung unserer Kohlendioxidemissionen verliehen wurde, mag als Beleg dafür gelten, dass es vielmehr darauf ankommt, welchen Weg man einschlägt, als darauf, von wo man startet. Wenn die Richtung stimmt, ist der Erfolg nur eine Frage der Zeit.

Mit freundlichen Grüßen



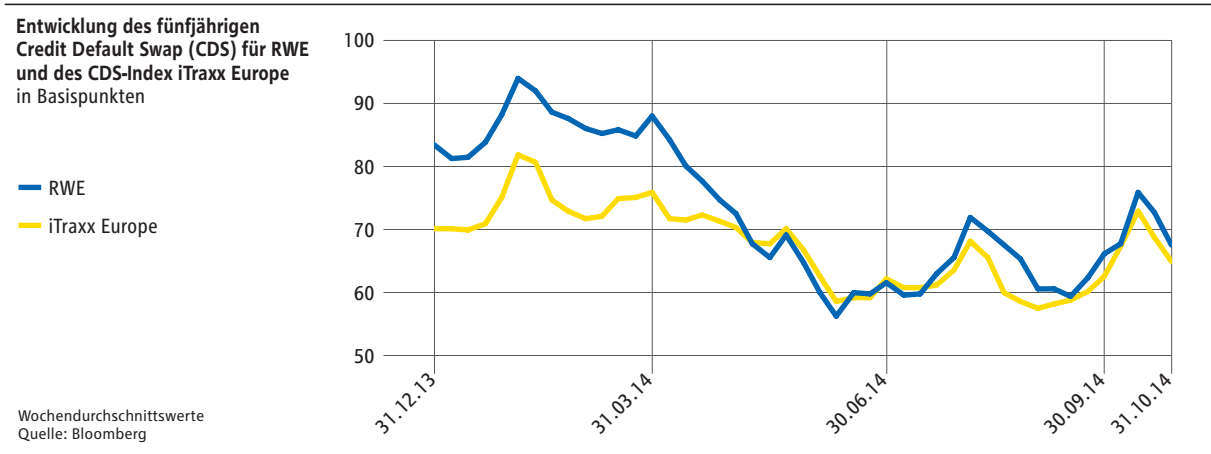
Peter Terium  
Vorstandsvorsitzender der RWE AG  
Essen, im November 2014

# RWE-STAMMAKTIE MIT NEUN-MONATS-RENDITE VON 20% DEUTLICH STÄRKER ALS DER DAX



Der deutsche Aktienindex konnte bislang nicht an die gute Performance von 2013 anknüpfen. Ende September 2014 ging er mit 9.474 Punkten aus dem Handel und lag damit 1% unter dem Schlusskurs des Vorjahres. Geopolitische Spannungen, allen voran der Ukraine-Konflikt und der IS-Terror im Mittleren Osten, dämpften die Kurse. Dem standen belebende Einflüsse der extrem lockeren Geldpolitik der EZB gegenüber; sie hatten wesentlichen Anteil daran, dass der DAX im Juni erstmals die 10.000-Punkte-Marke überqueren konnte. In der Folgezeit tendierte der Index wieder nach unten, nicht zuletzt wegen der sich eintrübenden Konjunkturaussichten für Deutschland.

Die RWE-Stammaktie legte im DAX eine weit überdurchschnittliche Performance hin: Sie schloss Ende September mit 31,37 € und kam damit auf eine Rendite aus Kursveränderung und Dividende von 20%. Bei der RWE-Vorzugsaktie betrug die Rendite 8%. Nach der schwachen Vorjahres-Performance unserer Titel sahen Investoren offenbar Aufholpotenzial. Im Jahresverlauf haben einige Finanzanalysten ihre Bewertung von RWE angehoben. Dazu beigetragen hat die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Großbritannien, durch den sich die Perspektiven der in die Krise geratenen konventionellen Stromerzeugung etwas verbessert haben. Im Oktober gaben die RWE-Titel dann aber wieder deutlich nach. Dabei kam u. a. die sich abzeichnende Konjunkturschwäche zum Tragen.



Die Lage am Fremdkapitalmarkt ist durch die expansive Geldpolitik führender Notenbanken geprägt. Ende September betrug die Durchschnittsrendite zehnjähriger deutscher Staatsanleihen nur noch 1,0%. Außergeröhlich gering sind auch die Kosten für die Absicherung von Kreditrisiken über Credit Default Swaps (CDS). Der Index iTraxx Europe, der aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen gebildet wird, notierte im Zeitraum von Januar bis September 2014 mit durchschnittlich 67 Basispunkten für fünfjährige Laufzeiten; das ist das niedrigste Neun-Monats-Mittel seit 2007, als die Hypotheken-Finanzkrise ausbrach. Die fünfjährigen CDS für RWE lagen mit 73 Basispunkten etwas darüber. Sie haben sich im zweiten Quartal stark verbilligt und bewegen sich seither in der Nähe des Indexniveaus.

## WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

### Konjunktur verliert an Schwung

Die zuletzt beobachtete konjunkturelle Belebung hat sich im dritten Quartal merklich abgeschwächt, u. a. wegen geopolitischer Spannungen wie der Ukraine-Krise. Nach ersten Schätzungen ist das globale Bruttoinlandsprodukt (BIP) in den ersten neun Monaten des laufenden Jahres allerdings noch um über 2 % höher gewesen als im Vergleichszeitraum 2013. Für die Eurozone wird ein Plus von 1 % veranschlagt. Während Deutschland vom robusten Konsum profitierte und deshalb innerhalb der Währungsunion mit fast 2 % Wachstum einen der vorderen Plätze einnahm, kam das niederländische BIP nur knapp über sein Vorjahresniveau hinaus. In Großbritannien, unserem größten Markt außerhalb der Eurozone, ist der Dienstleistungssektor wichtigster Wachstumsmotor: Die Wirtschaft des Landes ist um ca. 3 % gewachsen und zeigte sich damit vergleichsweise krisenresistent. In unseren zentralosteuropäischen Märkten hat die Konjunkturdynamik dagegen im Jahresverlauf nachgelassen. Bei Abschluss dieses Berichts lagen für die betreffenden Länder allerdings nur Daten für die ersten sechs Monate vor. Demnach hat sich das BIP in Polen und Ungarn um etwa 3 % und in Tschechien um 2,5 % erhöht.

### Extrem milde Witterung in Europa

Während sich die wirtschaftliche Entwicklung vor allem in der Energienachfrage von Industrieunternehmen niederschlägt, wird der Energieverbrauch der Haushalte in starkem Maße von den Witterungsverhältnissen beeinflusst. Beispielsweise führt die Temperaturabhängigkeit des Heizwärmebedarfs zu saisonalen Absatz- und Ergebnisschwankungen. Sie kann aber auch beim Vergleich verschiedener Geschäftsjahre von Bedeutung sein. Dies zeigt sich u. a. im vorliegenden Zwischenabschluss. Im Berichtszeitraum lagen die Temperaturen in Europa deutlich über dem zehnjährigen saisonalen Mittel. Hier machte sich der extrem milde Winter 2013/2014 bemerkbar. Auch im Vorjahresvergleich fielen die Temperaturen höher aus, zumal das erste Quartal 2013 ungewöhnlich kalt gewesen war.

Neben dem Energieverbrauch unterliegt auch die Stromerzeugung Wettereinflüssen. Eine große Rolle spielt das Windaufkommen. In Deutschland, den Niederlanden und Polen waren unsere Windkraftanlagen besser ausgelastet als in den ersten drei Quartalen des Vorjahres, in Großbritannien, Spanien und Italien dagegen schlechter. Bei unseren Laufwasserkraftwerken wird die Stromproduktion von den Niederschlagsmengen beeinflusst, die in Deutschland deutlich unter dem hohen Vorjahresniveau lagen. Auch die Sonneneinstrahlung hat mittlerweile starke Auswirkungen auf das Stromangebot, nicht zuletzt wegen des massiven Ausbaus der Photovoltaikkapazitäten im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Nach Zahlen des Deutschen Wetterdienstes gab es in Deutschland während der ersten neun Monate landesdurchschnittlich 1.427 Sonnenstunden, gegenüber 1.302 im Vorjahreszeitraum.

### Witterungsbedingter Einbruch der Gasnachfrage

Der Energieeinsatz in unseren Kernmärkten unterlag positiven Konjunkturlinien. Dagegen dämpfte die extrem milde Witterung den Heizwärmebedarf. Außerdem ist seit längerem der Trend zur sparsameren Nutzung von Energie zu beobachten. Vorläufige Berechnungen des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lassen darauf schließen, dass der deutsche Stromverbrauch in den ersten drei Quartalen 2014 um etwa 4 % niedriger war als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Dabei kam vor allem der Witterungseffekt zum Tragen. Nach Schätzungen wurde auch in Großbritannien und den Niederlanden weniger Strom nachgefragt als 2013, während für Ungarn und Polen ein leichter Mengenanstieg ermittelt wurde. Beim Gasverbrauch hinterließ das milde Wetter besonders tiefe Spuren. Erste Daten des BDEW deuten darauf hin, dass die Gasnachfrage in Deutschland um 18 % gesunken ist; für die Niederlande und Großbritannien haben die dortigen Netzbetreiber Rückgänge von ebenfalls 18 % bzw. von 11 % ermittelt. In Tschechien hat sich der Gasverbrauch um schätzungsweise 14 % verringert.

### Milde Witterung dämpft Preise im Gasspothandel

Im Gashandel verursachte der witterungsbedingte Nachfrageeinbruch zum Teil deutliche Preisreaktionen. Am kontinentaleuropäischen Leitmarkt TTF (Title Transfer Facility) lagen die Spotnotierungen in den ersten neun Monaten des laufenden Jahres bei durchschnittlich 20 € je Megawattstunde (MWh) und damit 7 € unter dem Vergleichswert für 2013. Im TTF-Terminhandel wurden Lieferkontrakte für das kommende Kalenderjahr (Forward 2015) mit 25 € je MWh abgerechnet. Das sind 2 € weniger, als im Vorjahreszeitraum für den Forward 2014 bezahlt werden musste. Im Endkundengeschäft zeigte sich folgendes Bild: Nach aktueller Datenlage hat sich Gas in Deutschland für Privathaushalte geringfügig verteuert, für Industriekunden dagegen um 5% verbilligt. Auch in Großbritannien entwickelte sich das Preisniveau unterschiedlich: Bei Haushalten ist es um 5% gestiegen, bei Industrieunternehmen dagegen um 11% gefallen. In den Niederlanden mussten beide Kundengruppen weniger bezahlen als vor einem Jahr, und zwar schätzungsweise 1% bzw. 3%. Erhebungen für Tschechien lassen auf Preisrückgänge von 4% bzw. 3% schließen.

### Baisse am Steinkohlemarkt setzt sich fort

Der seit 2011 beobachtete Abwärtstrend bei den Steinkohlepreisen hat sich abgeschwächt. Anzeichen für eine Erholung gibt es aber noch nicht. Von Januar bis September 2014 wurden Kohlelieferungen zu den sog. ARA-Häfen (Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen) am Spotmarkt inklusive Fracht und Versicherung mit durchschnittlich 76 US\$ (56 €) je Tonne abgerechnet. Das sind 5 US\$ weniger als ein Jahr zuvor. Der Forward 2015 (Index API 2) notierte mit 81 US\$ (60 €) je Tonne und damit 10 US\$ unter dem Preisniveau, das der Forward 2014 im Vergleichszeitraum 2013 hatte. Der weltweite Kohlemarkt ist tendenziell überversorgt, unter anderem weil zahlreiche Länder in der Vergangenheit Förderkapazitäten aufgebaut haben. In China, dem weltweit größten Kohleimporteur, brachten Preissenkungen für heimische Steinkohle die Notierungen von Kohleeinfuhren unter Druck. Außerdem machte sich dort das gebremste Wachstum bemerkbar. Die Preisentwicklung im internationalen Steinkohlehandel wird auch von den Kosten für den Überseetransport beeinflusst. Die Frachtraten bewegen sich nach wie vor auf niedrigem Niveau, zeigen seit Mitte 2013 aber wieder Ausschläge nach oben. Für die Standardroute von Südafrika nach Rotterdam wurden im Berichtszeitraum durchschnittlich 9 US\$ je Tonne in Rechnung gestellt, 1 US\$ mehr als im Vorjahr.

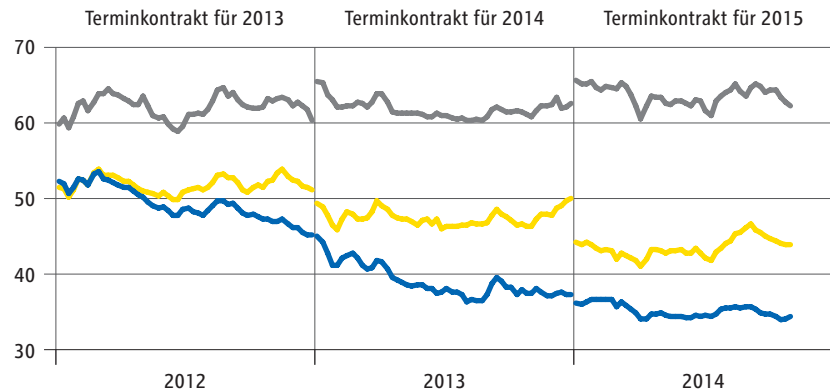
### Leichte Preiserholung bei CO<sub>2</sub>-Emissionsrechten

Der europäische Emissionshandel ist ebenfalls durch eine Baisse gekennzeichnet. Hier macht sich u. a. der dämpfende Einfluss der Eurokrise auf die Industrieproduktion bemerkbar. Es zeichnet sich ab, dass für die dritte Handelsperiode bis 2020 wesentlich mehr CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte erhältlich sind, als tatsächlich benötigt werden. Zuletzt zeigten die Notierungen allerdings wieder eine schwache Aufwärtstendenz. Das Standardzertifikat (EUA) für das laufende Jahr handelte von Januar bis September 2014 im Durchschnitt mit knapp 6 € je Tonne CO<sub>2</sub>. Der Vergleichswert für 2013 war mehr als 1 € niedriger gewesen. Preisstützend wirkte, dass die EU im März damit begonnen hat, den Zertifikatüberschuss durch das vorübergehende Zurückbehalten von Emissionsrechten zu verringern (sogenanntes Backloading). Für positive Impulse sorgte auch eine Initiative der EU-Kommission, die darauf abzielt, das europäische Emissionshandelssystem durch Flexibilisierung des Zertifikatangebots zu stärken. Geplant ist die Einführung einer „Stabilitätsreserve“, in der Emissionsrechte von den EU-Mitgliedstaaten „geparkt“ werden können, wenn im Markt bereits hohe Zertifikatüberschüsse bestehen. Einige Länder wie Deutschland und Großbritannien treten dafür ein, dass die Stabilitätsreserve schon während der bis 2020 laufenden Dritten Emissionshandelsperiode zum Einsatz kommt. Mit einer Entscheidung darüber ist frühestens im zweiten Quartal 2015 zu rechnen.

### Ein-Jahres-Terminpreise für Grundlaststrom am Großhandelsmarkt in €/MWh

— Großbritannien  
— Niederlande  
— Deutschland

Wochendurchschnittswerte  
bis 31. Oktober 2014  
Quelle: RWE Supply & Trading



### Rückläufige Notierungen im Stromgroßhandel

In Deutschland ist die Preisentwicklung im Stromgroßhandel in starkem Maße von den steigenden Einspeisungen subventionierten EEG-Stroms geprägt. Dadurch werden konventionelle Erzeugungsanlagen verdrängt, und zwar in erster Linie Gaskraftwerke, die vergleichsweise hohe Brennstoffkosten aufweisen. Ihr Einfluss auf die Strompreisbildung hat sich dementsprechend verringert, während der von Steinkohlekraftwerken, die wegen des Preisverfalls an den Steinkohlemärkten relativ günstig produzieren, gestiegen ist. Diese beiden Faktoren – Verdrängung von Gaskraftwerken und Verbilligung von Steinkohle – haben entscheidend dazu beigetragen, dass die Notierungen am deutschen Stromgroßhandelsmarkt seit Jahren rückläufig sind. Auch 2014 hat sich Strom weiter verbilligt: In den ersten drei Quartalen lag der Spotpreis für das Grundlastprodukt bei durchschnittlich 32 € je MWh und damit 6 € unter dem Niveau von 2013. Am Terminmarkt notierte der Forward 2015 mit 35 € je MWh. Zum Vergleich: Im Vorjahreszeitraum war der Forward 2014 noch mit 40 € gehandelt worden.

In Großbritannien, unserem zweitgrößten Erzeugungsmarkt, haben Gaskraftwerke einen wesentlich größeren Anteil an der Stromproduktion als in Deutschland und damit einen stärkeren Preiseinfluss. Deshalb und wegen der seit April 2013 erhobenen CO<sub>2</sub>-Steuer sind die Notierungen im britischen Stromgroßhandel vergleichsweise hoch. Allerdings schlug sich der wetterbedingte Rückgang der Gasnotierungen auch dementsprechend stark am Stromspotmarkt nieder: Dort kostete das Grundlastprodukt durchschnittlich 41 £ (51 €) je MWh, 9 £ weniger als 2013. Der Grundlast-Forward 2015 notierte dagegen mit 52 £ (64 €) je MWh nur knapp unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Weil das britische Pfund aufwertete, hat sich der Forward auf Euro-Basis sogar leicht verteuert.

In den Niederlanden, wo wir unsere drittgrößte Erzeugungsposition haben, spielen Gaskraftwerke bei der Strompreisbildung ebenfalls eine wichtige Rolle. Gleichzeitig drücken deutsche EEG-Strom-Exporte das Preisniveau. Grundlaststrom notierte am niederländischen Spotmarkt mit 40 € je MWh und damit 12 € unter dem Vorjahreswert. Im Terminhandel zeigte die Preiskurve ebenfalls nach unten: Grundlastkontrakte für 2015 wurden im Mittel mit 44 € je MWh abgerechnet; der Forward 2014 hatte im Vorjahreszeitraum bei 47 € gelegen.



### **Kraftwerksmargen unter Vorjahresniveau**

Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke größtenteils auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Unsere Stromerlöse im Berichtszeitraum wurden durch die jüngste Marktentwicklung daher kaum beeinflusst. Sie hängen vielmehr davon ab, zu welchen Konditionen Terminkontrakte für 2014 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden. Da die Stromgroßhandelspreise in Kontinentalwesteuropa schon seit Mitte 2011 abwärts tendieren, war der Durchschnittspreis, den wir für unsere diesjährige Stromproduktion erzielt haben, insgesamt niedriger als der Vergleichswert für 2013. Mit unseren deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerken, die typischerweise stabile Brennstoffkosten aufweisen, erwirtschafteten wir deshalb geringere Margen. Verschlechtert hat sich auch die Ertragslage unserer kontinentaleuropäischen Gaskraftwerke; wie bereits erläutert, sind es vor allem diese Anlagen, die von den steigenden Solar- und Windstromeinspeisungen aus dem Markt gedrängt werden. In der Steinkohleverstromung kamen uns preisbedingte Entlastungen beim Brennstoffeinkauf zugute. In Deutschland reichten sie aber nicht aus, um den negativen Margeneinfluss der rückläufigen Stromnotierungen auszugleichen.

### **Endkundengeschäft: Höhere Stromrechnung in Deutschland und Großbritannien**

Anders als am Großhandelsmarkt sind die Strompreise im deutschen Endkundengeschäft gestiegen, und zwar im Durchschnitt um 1 % für Privathaushalte und knapp 3 % für Industrieunternehmen. Maßgeblich dafür sind die in der Stromrechnung enthaltenen staatlichen Aufschläge, die bei Privathaushalten mittlerweile die Hälfte des Gesamtpreises ausmachen. Besondere Bedeutung kommt dabei der EEG-Umlage zu, die in vergangenen Jahren mehrfach stark angehoben worden ist und sich zum 1. Januar 2014 um weitere 0,96 Cent auf 6,24 Cent je Kilowattstunde (kWh) erhöhte.

In Großbritannien lag der durchschnittliche Strompreis für Privathaushalte um 6 % und für Industrieunternehmen um 5 % über Vorjahr. Eine Ursache dafür ist die Weitergabe der zuletzt stark gestiegenen Kosten der Netznutzung.

Rückläufig waren die Strompreise dagegen im niederländischen Endkundengeschäft: Haushalte mussten 1 % und Industrieunternehmen 6 % weniger bezahlen. Eine wichtige Rolle spielten hier die gesunkenen Notierungen am Großhandelsmarkt.

Rückläufige Großhandelspreise beeinflussten auch die Entwicklung auf unseren zentralosteuropäischen Absatzmärkten. In Ungarn kamen überdies regulatorische Eingriffe zum Tragen: Dort hat sich Strom für Privathaushalte um 15 % und für Industrieunternehmen um 8 % verbilligt. In der Slowakei wurden für beide Kundengruppen Preisrückgänge von 5 % ermittelt. In Polen waren die Entgelte für die Industrie um 6 % niedriger, für Haushalte dagegen geringfügig höher als 2013.

## WESENTLICHE EREIGNISSE

### Im Berichtszeitraum

#### **Neuer Hauptinvestor für Nordsee-Windkraftprojekte von RWE Innogy**

RWE Innogy hat einen Anteil von 85% an den Offshore-Windkraftprojekten Nordsee One, Nordsee 2 und Nordsee 3 an den kanadischen Stromversorger Northland Power veräußert. Dies wurde Anfang September vertraglich vereinbart. Die übrigen 15% an den Projekten werden weiterhin von RWE Innogy gehalten. Mit dem Verkauf verfolgen wir die Absicht, die hohen Kosten von Wachstumsprojekten auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien durch Partnerschaften auf mehrere Schultern zu verteilen. Auf diese Weise können wir auch in Zeiten knapper Mittel Großprojekte realisieren. Die Entwicklung des Windparks Nordsee One, der bereits 2017 mit einer Leistung von 332 Megawatt (MW) in Betrieb gehen könnte, ist weit fortgeschritten, während sich die Projekte Nordsee 2 und 3 mit insgesamt 670 MW noch in frühen Planungsstadien befinden. Standort der Windparks ist ein Gebiet 40 Kilometer nördlich der Insel Juist, das sich durch hohe Windgeschwindigkeiten auszeichnet. Für Nordsee One werden Gesamtkosten von 1,2 Mrd. € veranschlagt.

#### **RWE Innogy trennt sich von Biomassekraftwerk in Sizilien**

Ende September hat RWE Innogy ihren 80%-Anteil am Biomassekraftwerk Enna auf Sizilien an die Partnergesellschaft Fri-El Green Power mit Sitz in Bozen abgegeben. Fri-El Green Power war bereits mit 20% an der Anlage beteiligt und ist nun Alleineigentümer. Das Kraftwerk in Enna verfügt über eine Leistung von 18,7 MW und kann rund 30.000 Haushalte ganzjährig mit Strom versorgen. Hintergrund der Veräußerung ist, dass die Stromerzeugung aus Biomasse nur noch zu unseren Randaktivitäten zählt.

#### **Minderheitsbeteiligung an südwestfälischem Versorger ENERVIE abgegeben**

RWE Deutschland hat Mitte September ihren 19,06%-Anteil an der ENERVIE Südwestfalen Energie und Wasser AG verkauft. Erwerber ist die Remondis Wasser und Energie GmbH, die 60 Mio. € für die Beteiligung zahlte. Mit der Transaktion haben wir unsere Finanzkraft gestärkt. Überdies hatten wir nur begrenzten Einfluss auf die Geschäftspolitik von ENERVIE.

#### **Schadenersatzklage zum Kernenergiemoratorium eingereicht**

Ende August haben wir beim zuständigen Landgericht in Essen Schadenersatzklagen gegen das Land Hessen und die Bundesrepublik Deutschland eingereicht, um unseren Schaden durch das sog. Kernenergiemoratorium geltend zu machen. Der Bund und die Länder hatten unmittelbar nach dem Reaktorunglück von Fukushima im März 2011 gemeinsam einen dreimonatigen Betriebsstopp für sieben deutsche Kernkraftwerke angeordnet. Von dem Moratorium waren unsere Blöcke Biblis A und B betroffen. Inzwischen liegt ein rechtskräftiges Urteil des Hessischen Verwaltungsgerichtshofs vor, dass die Moratoriumsverfügungen gegen Biblis gesetzeswidrig waren.

#### **RWE für nachhaltiges Wirtschaften ausgezeichnet**

RWE hat sich zum 16. Mal in Folge für die Gruppe der Dow Jones Sustainability Indizes (DJSI) qualifiziert. Das Unternehmen ist damit für weitere zwölf Monate in den Indizes DJSI World und DJSI Europe vertreten. Die Auswahl stützt sich auf ökonomische, ökologische und soziale Kriterien. Wir sind eine der wenigen deutschen Gesellschaften, die der Indexfamilie seit ihrem Start im Jahr 1999 ununterbrochen angehören. Die Dow Jones Sustainability Indizes werden von RobecoSAM in Kooperation mit Dow Jones Indexes zusammengestellt und veröffentlicht.

Wesentliche Ereignisse, die bereits im Zeitraum von Januar bis Juli 2014 eingetreten sind, stellen wir im Bericht zum ersten Quartal 2014 (Seiten 7 bis 10) und im Bericht zum ersten Halbjahr (Seiten 7 bis 9) dar.

## Nach Ablauf des Berichtszeitraums

### **EU-Gipfel beschließt neue Ziele für Klimaschutz, erneuerbare Energien und Energieeinsparungen**

Die EU-Staaten wollen 2030 mindestens 40 % weniger klimaschädliche Treibhausgase ausstoßen als 1990. Auf dieses Ziel haben sich die Staats- und Regierungschefs bei ihrem Gipfeltreffen Ende Oktober in Brüssel geeinigt. Um es zu erreichen, sollen die vom CO<sub>2</sub>-Emissionshandel erfassten Wirtschaftssektoren wie etwa die Stromerzeugung den CO<sub>2</sub>-Ausstoß gegenüber 2005 um 43 % senken. In anderen Bereichen wie Verkehr, private Haushalte oder Landwirtschaft sind Einsparungen von 30 % vorgesehen. Hier wird die EU den nationalen Staaten – abhängig von ihrem Bruttoinlandsprodukt – individuelle Vorgaben für eine Verringerung machen, die von null bis 40 % reichen. Flankiert wird das Klimaschutzziel durch die Vorgabe, dass 2030 mindestens 27 % der benötigten Energie aus regenerativen Quellen stammen sollen, und die unverbindliche Absichtserklärung, dass der Energieverbrauch dann mindestens 27 % niedriger sein soll, als unter den aktuellen Rahmenbedingungen zu erwarten wäre. Diese beiden Ziele sollen nicht in einzelstaatliche Vorgaben heruntergebrochen werden.

### **Bundesregierung legt Grünbuch zur künftigen Ausgestaltung des Strommarktes vor**

Ende Oktober hat die Bundesregierung ein Diskussionspapier („Grünbuch“) zur künftigen Gestaltung des deutschen Strommarktes veröffentlicht. Dabei geht es in erster Linie um die Frage, wie die Zuverlässigkeit der Stromversorgung langfristig gesichert werden kann. Durch die Zunahme der Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Energien rechnen sich viele konventionelle Kraftwerke nicht mehr. Allerdings wird ein Großteil von ihnen weiter benötigt, da die Produktion von Solar- und Windstrom großen Schwankungen unterliegt. Im Grünbuch werden Optionen dargestellt, mit denen sichergestellt werden kann, dass auch künftig genug konventionelle Erzeugungskapazität zur Verfügung steht. Im Kern werden zwei Ansätze diskutiert: zum einen die Einführung eines Kapazitätsmarktes, durch den Stromerzeuger neben den Erlösen aus dem Stromverkauf auch eine Vergütung dafür erhalten, dass sie dem Markt gesicherte Kraftwerksleistung zur Verfügung stellen; zum anderen eine Weiterentwicklung des bestehenden Marktmodells, das ausschließlich eine Vergütung für das Produkt Strom vorsieht. Dem zweiten Ansatz liegt die Erwartung zugrunde, dass enorme Preisspitzen in Phasen der Stromknappheit dafür sorgen werden, dass auch Kraftwerke profitabel sein können, die nur auf wenige Betriebsstunden kommen. Viele Investoren halten das für zu unsicher. Trotzdem signalisiert die Bundesregierung im Grünbuch, dass sie bislang eher zu einer solchen Lösung tendiert. Unabhängig davon erwägt sie, für einen Übergangszeitraum bis Mitte der 2020er Jahre ein Sicherheitsnetz in Form einer Kapazitätsreserve einzuziehen. Diese soll von den Übertragungsnetzbetreibern wettbewerblich beschafft und ausschließlich von ihnen eingesetzt werden. Nach den Plänen der Regierung dürfen die Anlagen aus der Kapazitätsreserve nur dann produzieren, wenn es am Strommarkt nicht zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt. Das Grünbuch ist nun Grundlage für eine öffentliche Konsultation, die im März 2015 abgeschlossen sein soll. Danach will die Bundesregierung ein „Weißbuch“ mit einem konkreten Reformmodell vorlegen.

### **RWE qualifiziert sich mit 8,0 Gigawatt Erzeugungsleistung für den britischen Kapazitätsmarkt**

Anders als Deutschland hat Großbritannien bereits die Weichen für einen Kapazitätsmarkt gestellt. Derzeit laufen die Vorarbeiten für die ersten Kapazitätsauktionen. Diese sind für Dezember 2014 vorgesehen und betreffen die Bereitstellung von Kraftwerksleistung zwischen dem 1. Oktober 2018 und 30. September 2019. Mitte Oktober hat der Netzbetreiber National Grid bekannt gegeben, welche Anlagen sich für die Auktionen qualifiziert haben. Zusammen sind dies Kraftwerke mit einer Leistung von 55,0 Gigawatt (GW). Bei weiteren 12,3 GW hängt die Zulassung von der Erfüllung bestimmter Auflagen ab. Alle RWE-Anlagen, für die eine Teilnahme an den Auktionen beantragt wurde, konnten sich bereits qualifizieren. Zusammen sind dies 8,0 GW

Erzeugungsleistung, darunter die Gaskraftwerke Pembroke, Staythorpe, Little Barford, Didcot B und Great Yarmouth sowie das Steinkohlekraftwerk Aberthaw. Bei den Auktionen werden alle Anbieter, die zum Zuge kommen, den gleichen Preis erhalten, nämlich denjenigen, bei dem das Angebot der Nachfrage entspricht. Potenzieller Zusatzbedarf wird in einer zweiten Auktion mit einem Jahr Vorlauf gedeckt. Die Versteigerungen sollen jedes Jahr aufs Neue stattfinden und sich auf den jeweils nächsten Zwölf-Monats-Zeitraum beziehen. Bei Neuanlagen wird der Kapazitätspreis für 15 Jahre gewährt. Wer seine Altanlage umfassend modernisiert, erhält die Zahlung für drei Jahre.

#### **Essener RWE-Turm an US-Investor verkauft**

RWE hat die Gebäude der Essener Konzernzentrale an den US-Immobilienfonds American Realty Capital Global Trust (ARC) verkauft. Die Verträge sind Anfang Oktober unterzeichnet worden. Darin vorgesehen ist auch, dass wir die Immobilien von ARC zurückmieten. Der Bürokomplex am Essener Opernplatz – das sind der sog. „RWE-Turm“ und einige Nachbargebäude – bleibt Sitz der Konzernzentrale. Mit der Sale-and-Lease-Back-Transaktion nutzen wir die zuletzt starke Nachfrage von Kapitalanlegern nach hochwertigen Immobilien.

#### **Ausstieg aus britischem Offshore-Windkraftprojekt Galloper**

RWE Innogy wird das Offshore-Windkraftprojekt Galloper vor der Küste von Suffolk (Großbritannien) nicht weiterverfolgen. Das wurde Anfang Oktober entschieden. Hintergrund ist, dass das Rendite-Risiko-Profil von Galloper nicht unseren Anforderungen entspricht. Bereits im August war unser Joint-Venture-Partner Scottish and Southern Energy (SSE) aus dem Projekt ausgestiegen. Wir werden nun gemeinsam mit SSE über das weitere Vorgehen beraten. Nach der ursprünglichen Planung sollte Galloper im Jahr 2017 mit insgesamt 340 Megawatt ans Netz gehen.

#### **RWE lässt Mehraufwand für Zwischenlagerung radioaktiver Abfälle gerichtlich überprüfen**

Im Oktober hat RWE gegen eine gesetzliche Neuregelung der Rückführung radioaktiver Abfälle aus dem Ausland Klage erhoben. Im neuen Standortauswahlgesetz, das die Suche nach einem Endlager für hochradioaktive Abfälle regelt, ist festgelegt, dass die Abfälle aus La Hague (Frankreich) und Sellafield (Großbritannien) nicht mehr im zentralen Zwischenlager in Gorleben, sondern zunächst an den Kraftwerksstandorten untergebracht werden. Den Kernenergiebetreibern, die bereits das Lager in Gorleben finanziert haben, entsteht dadurch zusätzlicher Aufwand. Die Bundesregierung hat es abgelehnt, diese Mehrkosten zu übernehmen. Ein von ihr angekündigtes Gesamtkonzept zur Rückführung der Abfälle und zur Auswahl von Lagerstandorten steht weiterhin aus.

#### **RWE erhält Auszeichnung für Klimaschutzleistungen**

Zum ersten Mal überhaupt ist RWE in den „Climate Performance Leadership Index“ des Carbon Disclosure Project (CDP) aufgenommen worden. CDP hat im laufenden Jahr Daten von mehr als 2.000 Unternehmen ausgewertet. RWE zählt zu den 187 Gesellschaften, die für ihre Klimaschutzleistungen die Spitzenbewertung „A“ erhielten und sich damit einen Platz im Index sichern konnten. CDP ist eine im Jahr 2000 in London gegründete Nichtregierungsorganisation, die einmal pro Jahr mittels standardisierter Fragebögen Informationen zum Treibhausgasausstoß und zu den Klimaschutzanstrengungen von Firmen und öffentlichen Betrieben erhebt. Die Befragung wird von fast 800 institutionellen Investoren unterstützt, die zusammen mehr als ein Drittel des weltweiten Kapitalanlagevolumens verwalten.

## ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

### Geänderte Berichtsmethodik wegen des geplanten Verkaufs von RWE Dea

Wie im Bericht zum ersten Quartal 2014 auf Seite 7 erläutert, haben wir mit der in Luxemburg ansässigen Investmentgesellschaft LetterOne vertraglich vereinbart, dass sie unsere auf die Erkundung und Förderung von Öl und Gas spezialisierte Tochtergesellschaft RWE Dea übernimmt (Segment Upstream Gas & Öl). Der Verkauf soll mit wirtschaftlicher Rückwirkung zum 1. Januar 2014 erfolgen. Beide Parteien arbeiten daran, ihn zügig abzuschließen. Allerdings stehen noch Zustimmungen Dritter aus. Ob wir die Gespräche hierzu bereits 2014 abschließen können, lässt sich derzeit nicht absehen.

Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) führt der geplante Verkauf von RWE Dea zu Anpassungen der Berichtsweise: Wir erfassen das Upstream-Geschäft nun über den vollen Berichtszeitraum als „nicht fortgeführte Aktivität“. Im Einzelnen gehen wir dabei folgendermaßen vor:

- In der Gewinn- und Verlustrechnung zeigen wir RWE Dea nur noch verdichtet im „Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten“. Die Vorjahreszahlen werden entsprechend angepasst. Für die Darstellung im Lagebericht hat das folgende Konsequenz: Die Konzernzahlen zu Absatz, Umsatz, EBITDA, betrieblichem Ergebnis, neutralem Ergebnis, Finanzergebnis und Ertragsteuern beziehen sich für 2014 und 2013 nur noch auf unsere fortgeführten Aktivitäten. Lieferungen von RWE-Gesellschaften an RWE Dea zeigen wir nun im Außenabsatz und Außenumsatz. Auch bei den Mitarbeiterzahlen beschränken wir uns – entsprechend dem Vorgehen beim Personalaufwand – auf die fortgeführten Aktivitäten. Im Nettoergebnis des RWE-Konzerns ist RWE Dea dagegen weiterhin berücksichtigt. Beim nachhaltigen Nettoergebnis gehen wir so vor: In der Quartalsberichterstattung ermitteln wir diese Kennzahl ohne das Upstream-Geschäft. Im nachhaltigen Nettoergebnis des Gesamtjahres soll RWE Dea aber enthalten sein, allerdings nur mit den anteiligen Zinsen auf den Verkaufspreis, die uns LetterOne für die Zeit ab 1. Januar 2014 vertraglich zugesagt hat. Das für 2013 ausgewiesene nachhaltige Nettoergebnis bleibt unverändert und umfasst damit weiterhin das operative Geschäft von RWE Dea.
- In der Konzernbilanz wird das Upstream-Geschäft für 2014 unter den Posten „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ und „Zur Veräußerung bestimmte Schulden“ zusammengefasst. Bei den Bilanzwerten des Vorjahres halten wir gemäß IFRS an der bisherigen Darstellungsweise fest.
- In der Kapitalflussrechnung im Zwischenabschluss weisen wir die Cash Flows der nicht fortgeführten Aktivitäten für 2014 und 2013 gesondert aus. Die Kapitalflussrechnung im Lagebericht bezieht sich dagegen für beide Jahre ausschließlich auf die fortgeführten Aktivitäten. Letzteres gilt auch für die Darstellung der Investitionen.

### Auswirkungen des neuen Rechnungslegungsstandards IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (2011)

Weitere Abweichungen von früher veröffentlichten Zahlen ergeben sich daraus, dass wir im Geschäftsjahr 2014 erstmals den neuen Rechnungslegungsstandard IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (2011) anwenden. Nach dem neuen Standard sind bestimmte Unternehmensbeteiligungen, die bislang mittels der Equity-Methode bilanziert wurden, fortan als gemeinschaftliche Tätigkeiten abzubilden (siehe Erläuterung im Anhang auf Seite 35). Die neue Vorgehensweise gilt rückwirkend auch für die Vorjahresabschlüsse, die entsprechend anzupassen sind.

## RWE-Konzern

Konventionelle Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze Deutschland	Vertrieb Niederlande/ Belgien	Vertrieb Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Trading/ Gas Midstream
RWE Generation	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Supply & Trading

RWE Dea (nicht fortgeführte Aktivität)

Interne Dienstleister  
 RWE Consulting  
 RWE Group Business Services  
 RWE IT  
 RWE Service

Stand: 30. September 2014

### Konzernstruktur mit sieben Unternehmensbereichen

Wegen des geplanten Verkaufs von RWE Dea ist der RWE-Konzern nicht mehr in acht, sondern in sieben Segmenten (Unternehmensbereiche) untergliedert, die nach nationalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind und sich wie folgt darstellen:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** In diesem Unternehmensbereich ist unser deutsches, britisches, niederländisches und türkisches Stromerzeugungsgeschäft mit konventionellen Kraftwerken zusammengefasst. Darin enthalten sind auch der rheinische Braunkohletagebau der RWE Power und die auf Projektmanagement und Engineering spezialisierte RWE Technology. Gesteuert werden all diese Aktivitäten von RWE Generation.
- **Vertrieb/Verteilnetze Deutschland:** Dieser Unternehmensbereich umfasst den Vertrieb von Strom, Gas, Wärme und Energiedienstleistungen in unserem Hauptmarkt Deutschland sowie den Betrieb unseres deutschen Strom- und Gasverteilnetzes. Geführt wird er von RWE Deutschland, zu der u. a. die Gesellschaften Westnetz, RWE Vertrieb, RWE Effizienz, RWE Gasspeicher und unsere deutschen Regionalgesellschaften gehören. Dem Unternehmensbereich zugeordnet sind auch unsere Minderheitsbeteiligungen an den Energieversorgern KELAG in Österreich und Enovos in Luxemburg.
- **Vertrieb Niederlande/Belgien:** Hier berichten wir über unser niederländisches und belgisches Endkundengeschäft mit Strom und Gas. Geführt wird es von Essent, einem der größten Energieversorger im Beneluxraum.
- **Vertrieb Großbritannien:** In diesem Bereich ist unser britisches Vertriebsgeschäft mit Strom und Gas angesiedelt, das von RWE npower verantwortet wird. Das Unternehmen gehört zu den sechs führenden Energieversorgern in Großbritannien.

- **Zentralost-/Südosteuropa:** Der Unternehmensbereich enthält Aktivitäten in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei, Kroatien, Rumänien und der Türkei. Unser tschechisches Geschäft umfasst die Speicherung, die Verteilung und den Vertrieb von Gas. Hier sind wir nationaler Marktführer. Nicht mehr enthalten sind der Gastransport und der Gastransit: Die dafür zuständige Tochtergesellschaft NET4GAS haben wir Anfang August 2013 veräußert. Seit 2010 verkaufen wir in Tschechien auch Strom. In Ungarn decken wir die gesamte Wertschöpfungskette im Stromgeschäft ab – von der Produktion über den Verteilnetzbetrieb bis hin zum Endkundengeschäft. Über Minderheitsbeteiligungen waren wir dort auch in der Gasversorgung tätig, haben dieses Engagement aber inzwischen beendet. Schwerpunkt unseres polnischen Geschäfts ist die Verteilung und der Verkauf von Strom in der Region Warschau. In der Slowakei sind wir über eine Minderheitsbeteiligung im Stromnetz- und im Stromendkundengeschäft aktiv und über eine Tochtergesellschaft im Gasvertrieb. In Kroatien haben wir etablierte Positionen als Abwasserentsorger in der Landeshauptstadt Zagreb und als Miteigentümer des Steinkohlekraftwerks Plomin. Außerdem bauen wir dort Energievertrieb auf. Letzteres gilt auch für Rumänien und die Türkei.
- **Erneuerbare Energien:** Hier weisen wir die Zahlen von RWE Innogy aus. Die Gesellschaft produziert Strom aus Wind- und Wasserkraft sowie in geringem Umfang aus Biomasse. Ihre wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Spanien und Polen.
- **Trading/Gas Midstream:** Dieser Bereich deckt das Tätigkeitsfeld von RWE Supply & Trading ab. Die Gesellschaft verantwortet den Energie- und Rohstoffhandel, die Vermarktung und Absicherung der Stromposition des RWE-Konzerns sowie dessen gesamtes Gas-Midstream-Geschäft. Außerdem beliefert sie einige große deutsche und niederländische Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas.

#### **Position „Sonstige, Konsolidierung“**

Einzelne konzernübergreifende Aktivitäten stellen wir außerhalb der Unternehmensbereiche unter „Sonstige, Konsolidierung“ dar. Dies sind die Konzernholding RWE AG sowie unsere internen Dienstleister RWE IT, RWE Service, RWE Group Business Services und RWE Consulting. In der Position enthalten ist auch unsere Minderheitsbeteiligung am deutschen Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

## GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromerzeugung der Unternehmensbereiche Januar – September	Braunkohle		Steinkohle		Gas		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Öl, Sonstige		RWE-Konzern	
	2014	2013	2014	2013 <sup>1</sup>	2014	2013	2014	2013 <sup>1</sup>	2014	2013	2014	2013	2014	2013 <sup>1</sup>
in Mrd. kWh														
Konventionelle Stromerzeugung	52,5	55,6	32,0	35,7	27,5	26,6	22,7	22,7	0,9	4,3	1,9	2,2	137,5	147,1
Davon:														
Deutschland <sup>2</sup>	52,5	55,6	19,4	21,6	2,1	4,9	21,9	22,0	0,5	0,6	1,9	2,2	98,3	106,9
Niederlande/Belgien	-	-	8,1	5,0	3,0	4,2	0,8	0,7	0,4	0,8	-	-	12,3	10,7
Großbritannien	-	-	4,5	9,1	19,6	16,4	-	-	-	2,9	-	-	24,1	28,4
Türkei	-	-	-	-	2,8	1,1	-	-	-	-	-	-	2,8	1,1
Zentralost-/Südosteuropa	4,0	4,0	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	4,1
Erneuerbare Energien <sup>2</sup>	-	-	-	-	-	0,1	-	-	5,6	5,6	-	-	5,6	5,7
<b>RWE-Konzern<sup>3</sup></b>	<b>56,5</b>	<b>59,6</b>	<b>34,8</b>	<b>38,3</b>	<b>28,1</b>	<b>27,2</b>	<b>22,7</b>	<b>22,7</b>	<b>7,2</b>	<b>10,6</b>	<b>1,9</b>	<b>2,3</b>	<b>151,2</b>	<b>160,7</b>

<sup>1</sup> Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

<sup>2</sup> Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können.

In den ersten drei Quartalen 2014 waren dies im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung 11,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 16,3 Mrd. kWh), davon 9,7 Mrd. kWh aus Steinkohlekraftwerken (Vorjahr: 13,7 Mrd. kWh), und im Unternehmensbereich Erneuerbare Energien 0,5 Mrd. kWh (Vorjahr: 0,6 Mrd. kWh).

<sup>3</sup> Inkl. geringer Erzeugungsmengen anderer Unternehmensbereiche

### Stromerzeugung um 6% unter Vorjahr

In den ersten drei Quartalen 2014 hat der RWE-Konzern 151,2 Mrd. kWh Strom produziert. Gegenüber 2013 verzeichneten wir damit einen Rückgang um 6%. Eine Rolle spielte dabei, dass wir Ende März 2013 den Betrieb des britischen Steinkohlekraftwerks Didcot A mit 1.958 MW Nettoleistung einstellen mussten. Die Anlage unterlag einer Laufzeitbegrenzung, die sich aus EU-Vorgaben zu den Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen ergab. In Deutschland haben wir – mangelbedingt – weniger Steinkohle verstromt, in den Niederlanden dagegen mehr, weil die beiden Blöcke des Kraftwerks Amer nach revisionsbedingten Stillständen im Vorjahr wieder stärker im Einsatz waren und unser neues Kraftwerk in Eemshaven bereits erste Testläufe absolvierte. Beim Energieträger Braunkohle waren ungeplante Anlagenstillstände maßgeblich dafür, dass sich die Stromproduktion verringerte. Einen Rückgang verzeichneten wir auch bei den erneuerbaren Energien. Hintergrund ist, dass wir im Sommer 2013 das britische Kraftwerk Tilbury stilllegen mussten. Die Anlage mit einer Kapazität von 742 MW war ursprünglich mit Steinkohle befeuert und 2011 für die Verbrennung von Biomasse umgerüstet worden. Trotz der Umrüstung unterlag auch sie einer emissionsrechtlichen Laufzeitbegrenzung. Leicht erhöht hat sich dagegen die Erzeugung unserer Gaskraftwerke, u. a. wegen verbesserter Marktbedingungen in Großbritannien. Außerdem standen uns die Anlagen in Staythorpe und Pembroke wieder stärker zur Verfügung, nachdem sie im Vorjahr wegen Nachrüstmaßnahmen zeitweise vom Netz waren. Positiv wirkte auch, dass wir Mitte 2013 eine neue Gas- und Dampfturbinen-Anlage im westtürkischen Denizli in Betrieb genommen haben. In Kontinentaleuropa hat sich die Auslastung unserer Gaskraftwerke dagegen weiter verschlechtert. Aufgrund ihrer extrem niedrigen Margen und Einsatzzeiten haben wir dort einige Anlagen befristet oder auf unbestimmte Zeit vom Markt genommen.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtszeitraum lagen diese Bezüge bei 50,4 Mrd. kWh (Vorjahr: 51,1 Mrd. kWh). Eigenerzeugung und Fremdstrombezug summierten sich zu einem Stromaufkommen von 201,6 Mrd. kWh (Vorjahr: 211,8 Mrd. kWh).



Außenabsatz Strom Januar – September	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Gesamt	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
in Mrd. kWh								
Konventionelle Stromerzeugung	0,2	0,1	1,7	0,5	8,4	7,7	10,3	8,3
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	15,1	16,9	22,7	22,4	56,8	57,4	94,6	96,7
Vertrieb Niederlande/Belgien	8,2	8,2	7,0	7,8	–	1,1	15,2	17,1
Vertrieb Großbritannien	10,1	12,6	21,9	22,8	1,5	–	33,5	35,4
Zentralost-/Südosteuropa	6,4	6,1	6,9	6,8	5,1	4,3	18,4	17,2
Erneuerbare Energien	–	0,1	–	–	1,4	1,4	1,4	1,5
Trading/Gas Midstream	–	–	18,2	15,6	–	–	18,2 <sup>1</sup>	23,7 <sup>1</sup>
<b>RWE-Konzern<sup>2</sup></b>	<b>40,1</b>	<b>44,1</b>	<b>78,4</b>	<b>75,9</b>	<b>73,2</b>	<b>71,9</b>	<b>191,7</b>	<b>200,0</b>

1 Inkl. Mengeneffekte aus dem Verkauf selbsterzeugten Stroms am Großhandelsmarkt. Sofern diese Verkaufsmengen größer sind als die zu Vertriebszwecken getätigten Fremdbezüge, wird der positive Saldo im Absatz erfasst. In den ersten drei Quartalen 2014 war dies nicht der Fall; im Vorjahreszeitraum gab es dagegen einen Saldo von +8,1 Mrd. kWh.

2 Inkl. geringer Mengen, die unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst sind.

### Stromabsatz 4% niedriger als 2013

Unsere Stromlieferungen an konzernexterne Kunden verringerten sich um 4% auf 191,7 Mrd. kWh. Hier spiegelt sich der Rückgang unserer Erzeugungsmengen wider, der zur Folge hatte, dass RWE Supply & Trading weniger Strom aus RWE-Kraftwerken am Großhandelsmarkt verkaufte. Im Segment der Privat- und Gewerbekunden wirkte sich aus, dass der Winter 2013/2014 extrem mild, der vorangegangene dagegen ungewöhnlich kalt war. Haushalte mit Elektroheizungen hatten einen dementsprechend niedrigeren Strombedarf. Darüber hinaus mussten wir leichte Kundenverluste hinnehmen und beobachten seit Längerem den Trend zu einem sparsameren Energieeinsatz. Der Absatzrückgang im Privatkundengeschäft ist ferner darauf zurückzuführen, dass wir Ende vergangenen Jahres unsere britische Vertriebstochter Electricity Plus Supply verkauft haben (siehe Geschäftsbericht 2013, Seite 51). Die Kunden des Unternehmens erhalten ihren Strom nun nicht mehr direkt von uns, sondern indirekt über einen Liefervertrag mit der Erwerbengesellschaft Telecom Plus. Die Lieferungen an Telecom Plus weisen wir nun im Segment der Weiterverteilern aus, wo wir trotz Verlust eines niederländischen Großkunden leicht zulegen konnten. Gestiegen sind auch die Mengen, die wir an Industrie- und Geschäftskunden abgesetzt haben. Hier konnten wir neue Abnehmer gewinnen. Außerdem haben einige große Bestandskunden mehr Strom bei uns nachgefragt. Dies betraf vor allem den Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream.

Außenabsatz Gas <sup>1</sup> Januar – September	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Gesamt	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
in Mrd. kWh								
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	14,4	19,5	13,7	15,4	29,3	26,3	57,4	61,2
Vertrieb Niederlande/Belgien	20,3	29,6	20,0	30,3	–	–	40,3	59,9
Vertrieb Großbritannien	20,8	30,9	1,6	1,5	3,9	–	26,3	32,4
Zentralost-/Südosteuropa	9,3	12,6	18,4	22,1	1,2	1,4	28,9	36,1
Trading/Gas Midstream	–	–	15,7	14,2	16,0	24,8	31,7	39,0
<b>RWE-Konzern</b>	<b>64,8</b>	<b>92,6</b>	<b>69,4</b>	<b>83,6<sup>2</sup></b>	<b>50,4</b>	<b>52,5</b>	<b>184,6</b>	<b>228,7<sup>2</sup></b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); siehe Seite 11.

2 Inkl. geringer Mengen im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung

### Gasabsatz um 19% rückläufig

Unser Gasabsatz ist um 19% auf 184,6 Mrd. kWh gesunken. Die im Vorjahresvergleich wesentlich mildere Witterung hinterließ vor allem im Geschäft mit Privat- und Gewerbekunden deutliche Spuren. In diesem Vertriebssegment mussten wir einen massiven Absatzzrückgang hinnehmen. In geringem Umfang wirkten sich auch Kundenverluste und der erwähnte Trend zum Energiesparen aus. Darüber hinaus führte der Ende 2013 abgeschlossene Verkauf der britischen Vertriebstochter Gas Plus Supply an Telecom Plus – ebenso wie die bereits erwähnte Veräußerung von Electricity Plus Supply – zu einer Verschiebung von Absatz aus dem Segment der Privat- und Gewerbekunden ins Segment der Weiterverteiler. Dass wir bei den Weiterverteilern trotzdem rückläufige Mengen ausweisen, ist u. a. auf den Witterungseinfluss zurückzuführen. Außerdem lief der Liefervertrag mit einem Großkunden der RWE Supply & Trading aus. Dem standen Mengenzuwächse bei Gesellschaften von RWE Deutschland gegenüber, die neue Abnehmer gewinnen und ihre Lieferbeziehungen mit Bestandskunden intensivieren konnten. Im Segment der Industrie- und Geschäftskunden bekamen wir den steigenden Wettbewerbsdruck zu spüren, zuletzt besonders in den Niederlanden.

Außenumsatz <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Konventionelle Stromerzeugung	1.388	1.276	8,8	1.570
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	18.657	19.056	-2,1	25.718
Vertrieb Niederlande/Belgien	3.280	4.631	-29,2	6.308
Vertrieb Großbritannien	6.434	6.439	-0,1	8.982
Zentralost-/Südosteuropa	2.890	3.563	-18,9	4.852
Erneuerbare Energien	212	274	-22,6	402
Trading/Gas Midstream	2.364	3.392	-30,3	4.499
Sonstige, Konsolidierung	63	67	-6,0	94
<b>RWE-Konzern</b>	<b>35.288</b>	<b>38.698</b>	<b>-8,8</b>	<b>52.425</b>
Erdgas-/Stromsteuer	1.643	1.913	-14,1	2.676
<b>RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)</b>	<b>33.645</b>	<b>36.785</b>	<b>-8,5</b>	<b>49.749</b>

<sup>1</sup> Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

### Außenumsatz 9% unter Vorjahr

RWE erwirtschaftete einen Außenumsatz von 35.288 Mio. € (inkl. Erdgas- und Stromsteuer). Das sind 9% weniger als in den ersten neun Monaten des Vorjahres. Der deutliche Rückgang ist dem Gasgeschäft zuzuordnen: Wegen der überwiegend witterungsbedingten Absatzeinbußen sind hier die Erlöse um 23% auf 7.907 Mio. € eingebrochen. Der Stromumsatz hat sich um 3% auf 25.191 Mio. € verringert. Auch hier gaben Mengenrückgänge den Ausschlag. Die Entwicklung des Konzernumsatzes wurde in geringem Umfang auch durch den Verkauf von Geschäftsaktivitäten und durch Wechselkursänderungen beeinflusst. Das britische Pfund kostete im Berichtszeitraum durchschnittlich 1,23 € und damit mehr als 2013 (1,17 €); dagegen haben andere für uns wichtige Währungen wie der US-Dollar und die tschechische Krone gegenüber dem Euro abgewertet. Bereinigt um wesentliche Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte sind unsere Erlöse um 8% gesunken.

<b>Außenumsatz nach Produkten<sup>1</sup></b> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Stromerlöse	25.191	25.966	-3,0	34.896
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	15.311	15.428	-0,8	20.643
Vertrieb Niederlande/Belgien	1.423	1.729	-17,7	2.278
Vertrieb Großbritannien	4.620	4.455	3,7	6.168
Zentralost-/Südosteuropa	1.618	1.703	-5,0	2.310
Trading/Gas Midstream	1.452	2.006	-27,6	2.701
Gaserlöse	7.907	10.221	-22,6	14.274
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	2.607	2.859	-8,8	4.128
Vertrieb Niederlande/Belgien	1.805	2.763	-34,7	3.850
Vertrieb Großbritannien	1.453	1.585	-8,3	2.312
Zentralost-/Südosteuropa	1.194	1.777	-32,8	2.421
Trading/Gas Midstream	847	1.234	-31,4	1.561
Sonstige Erlöse	2.190	2.511	-12,8	3.255
<b>RWE-Konzern</b>	<b>35.288</b>	<b>38.698</b>	<b>-8,8</b>	<b>52.425</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

<b>Innenumsatz<sup>1</sup></b> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Konventionelle Stromerzeugung	5.525	6.516	-15,2	9.096
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	851	866	-1,7	1.244
Vertrieb Niederlande/Belgien	20	179	-88,8	186
Vertrieb Großbritannien	209	195	7,2	277
Zentralost-/Südosteuropa	127	220	-42,3	292
Erneuerbare Energien	403	380	6,1	534
Trading/Gas Midstream	16.902	15.579	8,5	23.627

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

<b>EBITDA<sup>1</sup></b> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Konventionelle Stromerzeugung	1.461	1.636	-10,7	2.455
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	1.464	1.492	-1,9	2.274
Großbritannien	-16	117	-113,7	165
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.932	1.775	8,8	2.316
Vertrieb Niederlande/Belgien	137	309	-55,7	368
Vertrieb Großbritannien	143	261	-45,2	366
Zentralost-/Südosteuropa	694	1.001	-30,7	1.281
Erneuerbare Energien	291	293	-0,7	454
Trading/Gas Midstream	231	910	-74,6	841
Sonstige, Konsolidierung	-189	-137	-38,0	-177
<b>RWE-Konzern</b>	<b>4.700</b>	<b>6.048</b>	<b>-22,3</b>	<b>7.904</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

Betriebliches Ergebnis <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
Konventionelle Stromerzeugung	782	842	-7,1	1.384
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	974	889	9,6	1.451
Großbritannien	-190	-69	-175,4	-76
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.408	1.270	10,9	1.626
Vertrieb Niederlande/Belgien	96	244	-60,7	278
Vertrieb Großbritannien	90	205	-56,1	290
Zentralost-/Südosteuropa	528	826	-36,1	1.032
Erneuerbare Energien	29	111	-73,9	203
Trading/Gas Midstream	222	903	-75,4	831
Sonstige, Konsolidierung	-247	-211	-17,1	-275
<b>RWE-Konzern</b>	<b>2.908</b>	<b>4.190</b>	<b>-30,6</b>	<b>5.369</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

### Betriebliches Ergebnis 31 % unter Vorjahr

In den ersten drei Quartalen 2014 erzielten wir ein EBITDA von 4.700 Mio. € und ein betriebliches Ergebnis von 2.908 Mio. €. Damit blieben wir um 22 % bzw. 31 % hinter den jeweiligen Vorjahreswerten zurück. Hauptgrund dafür ist, dass die Zahlen für 2013 einen hohen Einmalertrag aus Kompensationsleistungen enthielten, die uns ein Schiedsgericht im Preisrevisionsverfahren mit unserem Gaslieferanten Gazprom zugesprochen hatte. Darüber hinaus machten sich witterungsbedingte Erlöseinbußen im Gasvertrieb und gesunkene Erzeugungsmargen bemerkbar. Außerdem entfiel der Ergebnisbeitrag des im Vorjahr verkauften tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS. Lässt man wesentliche Entkonsolidierungs- und Währungseffekte außer Betracht, ergibt sich beim EBITDA und beim betrieblichen Ergebnis ein Minus von 20 % bzw. 27 %.

In den Unternehmensbereichen zeigte sich folgende Entwicklung beim betrieblichen Ergebnis:

- Konventionelle Stromerzeugung: Das betriebliche Ergebnis hat sich hier um 7 % auf 782 Mio. € verringert. Ausschlaggebend dafür ist, dass wir für unsere diesjährige deutsche und niederländische Stromerzeugung einen niedrigeren Marktpreis erzielten als für die vorjährige. Dies konnte durch preisbedingte Entlastungen beim Einkauf von Brennstoffen (insbesondere Steinkohle) nur zu einem geringen Teil aufgefangen werden. Weitere Ergebniseinbußen resultierten aus der Stilllegung der britischen Kraftwerke Didcot A und Tilbury (siehe Seite 14). Fortgesetzte Kostensenkungsmaßnahmen schlugen dagegen positiv zu Buche. Darüber hinaus ist eine Sonderbelastung aus dem Vorjahr weggefallen, die dadurch zustande kam, dass wir eine Drohverlustrückstellung für einen defizitären Strombezugsvertrag aufstocken mussten. Im Übrigen sanken die Abschreibungen, zum einen wegen geänderter Annahmen zur Nutzungsdauer unseres Kraftwerksparks (siehe Seite 36) und zum anderen wegen gesunkener Buchwerte des niederländischen Erzeugungsportfolios infolge von Wertberichtigungen aus dem Vorjahr.
- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich trotz witterungsbedingter Ertragseinbußen im Gasgeschäft um 11 % auf 1.408 Mio. € erhöht. Fortschritte bei der Umsetzung unseres Effizienzsteigerungsprogramms trugen dazu bei, dass wir im Vertrieb über Vorjahr abschlossen. Das Ergebnis unserer Verteilnetzaktivitäten blieb stabil, obwohl die Rahmenbedingungen im deutschen Stromnetzgeschäft mit Beginn der neuen Regulierungsperiode von 2014 bis 2018 noch anspruchsvoller geworden sind. Auch hier kamen uns Effizienzverbesserungen zugute. Außerdem fielen höhere Erträge aus der Veräußerung von Netzen an.

- Vertrieb Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis des Bereichs blieb mit 96 Mio. € weit hinter dem Vorjahreswert (244 Mio. €) zurück, der noch durch positive Effekte aus der Auflösung von Rückstellungen geprägt war. Im Gasvertrieb litten wir unter der extrem milden Witterung und wettbewerbsbedingten Margenverlusten. Zusätzliche Erträge erzielten wir mit der erfolgreichen Vermarktung neuer Vertriebsangebote.
- Vertrieb Großbritannien: Der Unternehmensbereich musste einen Ergebnisrückgang um 56% auf 90 Mio. € hinnehmen. Ohne Wechselkurseffekte ergab sich ein Minus von 58%, das u. a. auf gestiegenen Aufwand für die Netznutzung und für den Bezug von Strom und Gas zurückzuführen ist. Auch die mildere Witterung hinterließ Spuren. Hinzu kamen Mehraufwendungen für notwendige Restrukturierungsmaßnahmen im Kundenservice sowie für Energiesparmaßnahmen bei Haushalten, zu deren Finanzierung die großen Versorger im Rahmen des staatlichen Programms „Energy Companies Obligation“ (ECO) herangezogen werden. Der erwähnte Verkauf der Vertriebstöchter Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply schlug ebenfalls ergebnismindernd zu Buche, weil wir deren insgesamt 770 Tsd. Kunden nur noch indirekt über den neuen Eigentümer der beiden Gesellschaften, Telecom Plus, versorgen und deshalb niedrigere Margen erzielen. Zwar hat RWE npower Anfang Dezember 2013 die Haushaltstarife angehoben und darüber hinaus umfangreiche Maßnahmen zur Effizienzverbesserung ergriffen; die genannten Belastungen konnten dadurch aber nur zu einem Teil abgefedert werden. Obwohl wir ein starkes viertes Quartal erwarten, gehen wir nun auch für das Gesamtjahr 2014 von einer deutlichen Ergebnisverringerung aus. Ursprünglich hatten wir einen moderaten Rückgang prognostiziert.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis ist hier um 36% auf 528 Mio. € gesunken, vor allem wegen des Verkaufs von NET4GAS zum 2. August 2013. Der tschechische Ferngasnetzbetreiber hatte im vergangenen Jahr bis zu seiner Entkonsolidierung 171 Mio. € zum Ergebnis beigesteuert. Ohne Effekte aus NET4GAS und aus der Währungsumrechnung schloss der Bereich Zentralost-/Südosteuropa um 16% unter Vorjahr ab. Ein Grund dafür ist, dass wir bestimmte Geschäfte zur Absicherung von Währungsrisiken, die 2013 einen positiven Einfluss auf das betriebliche Ergebnis hatten, nunmehr im neutralen Ergebnis erfassen. In Tschechien führte der witterungsbedingte Rückgang des Gasabsatzes zu Ertragseinbußen; außerdem erzielten wir dort niedrigere Gasspeichermargen.
- Erneuerbare Energien: Mit einem betrieblichen Ergebnis von 29 Mio. € schloss auch RWE Innogy weit unter dem Vorjahreswert (111 Mio. €) ab. Hauptgrund dafür ist, dass sich der Bau unseres neuen Biomassekraftwerks im schottischen Markinch verzögert und verteuert hat und wir deshalb eine Wertberichtigung auf das Projekt vorgenommen haben. Der Abschreibungsbetrag musste gegenüber dem Halbjahresabschluss deutlich nach oben angepasst werden. Das Kraftwerk in Markinch hat eine elektrische Nennleistung von 46 MW ist seit März 2014 im kommerziellen Betrieb. Die Ertragslage von RWE Innogy war auch dadurch belastet, dass die spanische Regierung die Fördersätze für bestehende Erneuerbare-Energien-Anlagen drastisch gekürzt hat. Hinzu kam, dass die Auslastung unserer deutschen Wasserkraftwerke wetterbedingt deutlich hinter dem hohen Vorjahresniveau zurückblieb. Außerdem trugen die deutschen Biomasseaktivitäten kaum noch zum Ergebnis der RWE Innogy bei, da wir sie zum 1. Januar 2014 nahezu komplett auf den Unternehmensbereich Vertrieb/Verteilnetze Deutschland übertragen haben. Positiven Einfluss hatte die Inbetriebnahme neuer Windkraftanlagen. Darüber hinaus sind Sonderbelastungen aus dem Vorjahr weggefallen, darunter Abschreibungen auf unsere Minderheitsbeteiligung am Solarthermiekraftwerk Andasol 3 in Südspanien.
- Trading/Gas Midstream: Hier erzielten wir ein betriebliches Ergebnis von 222 Mio. €. Dabei kam uns die Ende Februar 2014 erzielte Einigung in der jüngsten Preisrevision mit Gazprom zugute. Wir haben dadurch erreicht, dass unser Gasbezugsvertrag mit dem russischen Gaskonzern bis zur nächsten turnusgemäßen Preisrevision im Juni 2016 keine weiteren Ergebnisbelastungen verursacht (siehe Bericht über das erste

Quartal 2014, Seite 7). Negativ wirkten Belastungen aus langfristig kontrahierten Gasspeicher- und Gastransportkapazitäten, die nicht kostendeckend bewirtschaftet oder vermarktet werden können. Im Handelsgeschäft erzielten wir eine gegenüber 2013 deutlich verbesserte Performance. Insgesamt blieb der Unternehmensbereich jedoch erwartungsgemäß deutlich hinter dem Vorjahresergebnis zurück; dieses war außergewöhnlich hoch ausgefallen, weil uns ein Schiedsgericht Mitte 2013 Kompensationszahlungen für erlittene Verluste aus unserem Gasbezugsvertrag mit Gazprom zugesprochen hat.

Neutrales Ergebnis <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013
Veräußerungsgewinne/-verluste	101	268	-167	471
Ergebniseffekte aus Derivaten	-60	32	-92	72
Firmenwert-Abschreibungen	-	-	-	-1.404
Restrukturierungen, Sonstige	-88	-1.827	1.739	-4.619
<b>Neutrales Ergebnis</b>	<b>-47</b>	<b>-1.527</b>	<b>1.480</b>	<b>-5.480</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); siehe Seite 11.

### Überleitung zum Nettoergebnis durch Wegfall von Sonderbelastungen beeinflusst

Das neutrale Ergebnis, in dem wir nicht-operative Einmaleffekte erfassen, lag mit -47 Mio. € zwar im negativen Bereich, übertraf den Vorjahreswert (-1.527 Mio. €) aber deutlich. Zuzuordnen ist das im Wesentlichen der Position „Restrukturierungen, Sonstige“, die sich um 1.739 Mio. € auf -88 Mio. € verbesserte. Hauptgrund dafür war, dass wir 2013 hohe außerplanmäßige Abschreibungen vorgenommen haben und diese Belastungen nun weggefallen sind. Dagegen blieben unsere Veräußerungsgewinne mit 101 Mio. € um 167 Mio. € hinter dem Vorjahreswert zurück, der durch den Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS (236 Mio. €) geprägt war. Die im laufenden Jahr erzielten Buchgewinne stammen u. a. aus dem Verkauf des Gaskraftwerks Duisburg-Huckingen und des ungarischen Gasgeschäfts (siehe Bericht über das erste Quartal 2014, Seite 7 f.). Bei der auf Seite 8 erläuterten Veräußerung des 85%-Anteils an den Offshore-Windkraftprojekten Nordsee One, Nordsee 2 und Nordsee 3 realisierten wir dagegen einen Buchverlust; allerdings wird uns der Käufer bei planmäßigem Fortgang des Projekts in späteren Jahren Zahlungen leisten, die das wieder ausgleichen. Die Bilanzierung bestimmter Derivate, mit denen wir uns gegen Preisschwankungen absichern, führte per saldo zu einem Verlust von 60 Mio. €, während im Vorjahr ein Ertrag von 32 Mio. € anfiel. Gemäß IFRS sind die Derivate mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag anzusetzen, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen kurzfristige Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit aufheben.

Finanzergebnis <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013
Zinserträge	152	337	-185	316
Zinsaufwendungen	-803	-913	110	-1.103
<b>Zinsergebnis</b>	<b>-651</b>	<b>-576</b>	<b>-75</b>	<b>-787</b>
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-755	-695	-60	-953
Übriges Finanzergebnis	15	-141	156	-165
<b>Finanzergebnis</b>	<b>-1.391</b>	<b>-1.412</b>	<b>21</b>	<b>-1.905</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

Unser Finanzergebnis verbesserte sich geringfügig auf –1.391 Mio. €. Ausschlaggebend dafür war ein Anstieg beim „übrigen Finanzergebnis“, das Erträge aus der Bewertung von Finanzgeschäften enthielt, nachdem im Vorjahr Aufwendungen angefallen waren. Im Übrigen erzielten wir höhere Buchgewinne aus dem Verkauf von Wertpapieren. Beim Zinsergebnis verzeichneten wir dagegen einen Rückgang, unter anderem weil ein Sonderertrag aus dem Vorjahr weggefallen ist: Dieser hatte sich dadurch ergeben, dass in den Kompensationsansprüchen, die uns Mitte 2013 für früher erlittene Verluste aus unserem Gasbezugsvertrag mit Gazprom eingeräumt worden sind, eine Verzinsung enthalten war. Neben unseren Zinserträgen sank aber auch der Fremdfinanzierungsaufwand, nicht zuletzt wegen des niedrigen Marktzinsniveaus. Die Zinsanteile an den Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen haben sich leicht erhöht. Eine Ursache dafür sind Anpassungen der „sonstigen langfristigen Rückstellungen“, die sich aus einer Absenkung der Diskontierungssätze ergaben.

Überleitung zum Nettoergebnis <sup>1</sup>		Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in %	Jan – Dez 2013
<b>EBITDA</b>	Mio. €	<b>4.700</b>	<b>6.048</b>	<b>-22,3</b>	<b>7.904</b>
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-1.792	-1.858	3,6	-2.535
<b>Betriebliches Ergebnis</b>	Mio. €	<b>2.908</b>	<b>4.190</b>	<b>-30,6</b>	<b>5.369</b>
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-47	-1.527	96,9	-5.480
Finanzergebnis	Mio. €	-1.391	-1.412	1,5	-1.905
<b>Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern</b>	Mio. €	<b>1.470</b>	<b>1.251</b>	<b>17,5</b>	<b>-2.016</b>
Ertragsteuern	Mio. €	-458	-574	20,2	-739
<b>Ergebnis fortgeführter Aktivitäten</b>	Mio. €	<b>1.012</b>	<b>677</b>	<b>49,5</b>	<b>-2.755</b>
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	Mio. €	235	213	10,3	312
<b>Ergebnis</b>	Mio. €	<b>1.247</b>	<b>890</b>	<b>40,1</b>	<b>-2.443</b>
Davon:					
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	173	204	-15,2	210
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	80	77	3,9	104
<b>Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	Mio. €	<b>994</b>	<b>609</b>	<b>63,2</b>	<b>-2.757</b>
<b>Nachhaltiges Nettoergebnis</b>	Mio. €	<b>763</b>	<b>1.915</b>	<b>-60,2</b>	<b>2.314</b>
Ergebnis je Aktie	€	1,62	0,99	63,6	-4,49
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	1,24	3,12	-60,3	3,76
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-	614,7
Steuerquote	%	31	46	-	-

1 Siehe Erläuterungen auf Seite 11.

Das Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern belief sich auf 1.470 Mio. €. Das sind 18% mehr als 2013. Unsere Steuerquote lag mit 31% deutlich unter dem Vorjahreswert (46%), der durch hohe Abschreibungen latenter Steuern in den Niederlanden geprägt war. Nach Steuern erzielten wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten ein Ergebnis von 1.012 Mio. €. Den Vergleichswert für 2013 übertrafen wir damit um 49%.

Die nicht fortgeführten Aktivitäten (RWE Dea) trugen mit 235 Mio. € zum Nachsteuerergebnis bei, 10% mehr als im Vorjahr. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass bei den nicht fortgeführten Aktivitäten im Berichtsjahr keine planmäßigen Abschreibungen mehr berücksichtigt werden. Die operative Ertragslage von RWE Dea war durch rückläufige realisierte Gas- und Ölpreise belastet, während sich höhere Fördermengen positiv auswirkten.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter sind um 15% auf 173 Mio. € zurückgegangen, weil einige vollkonsolidierte Gesellschaften, an denen Konzernfremde beteiligt sind, Ergebniseinbußen hinnehmen mussten; dies betraf u. a. unseren tschechischen Gasverteilnetzbetreiber.

Auf unsere Hybridkapitalgeber entfielen Ergebnisanteile von 80 Mio. € (Vorjahr: 77 Mio. €). Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern. Berücksichtigt werden hier lediglich zwei von unseren insgesamt fünf Hybridanleihen, nämlich jene, die gemäß IFRS dem Eigenkapital zuzuordnen sind. Dabei handelt es sich um die Emissionen über 1.750 Mio. € vom September 2010 und über 750 Mio. £ vom März 2012.

Aus den dargestellten Entwicklungen ergibt sich ein gegenüber 2013 um 63% erhöhtes Nettoergebnis von 994 Mio. €. Bei 614,7 Millionen ausstehenden RWE-Aktien entspricht dies einem Ergebnis je Aktie von 1,62 € (Vorjahr: 0,99 €).

### Nachhaltiges Nettoergebnis um 60% unter Vorjahr

Orientierungsmarke für unsere Dividendenpolitik ist das um Sondereinflüsse bereinigte, nachhaltige Nettoergebnis. Bei seiner Ermittlung werden das neutrale Ergebnis (einschließlich der darauf entfallenden Steuern) und wesentliche Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern herausgerechnet. In den ersten drei Quartalen 2014 lag das nachhaltige Nettoergebnis bei 763 Mio. €. Das sind 60% weniger als 2013. Neben der verschlechterten operativen Lage kam hier zum Tragen, dass im Vorjahreswert noch die hohen Kompensationszahlungen von Gazprom enthalten waren. Außerdem geht das zum Verkauf stehende Upstream-Geschäft im Berichtszeitraum nicht ins nachhaltige Nettoergebnis ein, nachdem es 2013 noch 209 Mio. € dazu beigesteuert hatte.

Investitionen <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013
<b>Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte</b>				
Konventionelle Stromerzeugung	831	1.005	-174	1.374
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	373	337	36	871
Vertrieb Niederlande/Belgien	6	21	-15	28
Vertrieb Großbritannien	106	63	43	106
Zentralost-/Südosteuropa	176	192	-16	320
Erneuerbare Energien	650	778	-128	1.077
Trading/Gas Midstream	9	12	-3	14
Sonstige, Konsolidierung	46	50	-4	58
<b>Gesamt</b>	<b>2.197</b>	<b>2.458</b>	<b>-261</b>	<b>3.848</b>
<b>Investitionen in Finanzanlagen</b>	<b>87</b>	<b>68</b>	<b>19</b>	<b>130</b>
<b>Investitionen gesamt</b>	<b>2.284</b>	<b>2.526</b>	<b>-242</b>	<b>3.978</b>

<sup>1</sup> Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

### Investitionen 10% unter Vorjahr

Unsere Investitionen lagen mit 2.284 Mio. € um 10% unter dem Vorjahresniveau. Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte setzten wir 2.197 Mio. € ein, 11% weniger als 2013. Die Ausgaben für Finanzanlagen fielen mit 87 Mio. € (Vorjahr: 68 Mio. €) kaum ins Gewicht. Schwerpunkt unserer Investitionstätigkeit waren der Ausbau und die Modernisierung unserer Stromerzeugungskapazitäten. Dies betrifft vor allem den Bereich Konventionelle Stromerzeugung: Der Mitteleinsatz konzentrierte sich hier auf unser Kraftwerksneubauprogramm, das sich auf der Zielgeraden befindet. Zwei Steinkohledoppelblöcke müssen noch fertiggestellt werden, einer im niederländischen Eemshaven mit 1.554 MW Nettoleistung und einer in Hamm mit 1.528 MW. Das Kraftwerk Eemshaven soll im kommenden Jahr die kommerzielle Stromproduktion aufnehmen. Die Anlage in Hamm ist bereits mit einem Block im kommerziellen Betrieb; beim anderen Block noch unklar ist, wann er ans Netz



geht. Auch der Bereich Erneuerbare Energien investierte in den Ausbau der Erzeugungskapazität. Wichtigste Einzelvorhaben sind die Offshore-Windparks Gwynt y Môr (576 MW) vor der Küste von Nordwales und Nordsee Ost (295 MW) nahe Helgoland, die in der ersten Hälfte des kommenden Jahres mit allen Turbinen am Netz sein werden. Ausgabenschwerpunkt in den Bereichen Vertrieb/Verteilnetze Deutschland und Zentralost-/Südosteuropa waren Maßnahmen zur Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastuktur. In unserem britischen Vertriebsgeschäft lag der Fokus auf der Entwicklung und Einführung intelligenter Stromzähler.

Kapitalflussrechnung <sup>1</sup> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013
Funds from Operations	2.443	4.368	-1.925	6.134
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	2.316	135	2.181	-1.331
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>4.759</b>	<b>4.503</b>	<b>256</b>	<b>4.803</b>
<b>Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.170</b>	<b>-836</b>	<b>-2.334</b>	<b>-1.699</b>
<b>Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-1.805</b>	<b>-1.646</b>	<b>-159</b>	<b>-1.857</b>
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	16	-9	25	-18
<b>Veränderung der flüssigen Mittel<sup>2</sup></b>	<b>-200</b>	<b>2.012</b>	<b>-2.212</b>	<b>1.229</b>
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten	4.759	4.503	256	4.803
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-2.197	-2.458	261	-3.843
<b>Free Cash Flow</b>	<b>2.562</b>	<b>2.045</b>	<b>517</b>	<b>960</b>

1 Ohne nicht fortgeführte Aktivitäten (RWE Dea); darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

2 Inklusive der nicht fortgeführten Aktivitäten haben sich die flüssigen Mittel in den ersten drei Quartalen 2014 um 205 Mio. € verringert, im Vorjahreszeitraum dagegen um 2.005 Mio. € erhöht.

### Operativer Cash Flow um 6% gestiegen

Der Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit, den wir mit unseren fortgeführten Aktivitäten erzielten, hat sich um 6% auf 4.759 Mio. € verbessert – trotz der operativen Ergebnisverschlechterung. Die unterschiedliche Entwicklung von Ergebnis und Cash Flow ergibt sich u. a. daraus, dass wir im Vertriebsgeschäft höhere Abschlagszahlungen vereinnahmten. Außerdem wurde uns im Mai 2014 nach einem entsprechenden Beschluss des Finanzgerichts Hamburg die seit 2011 entrichtete Kernbrennstoffsteuer für das Kraftwerk Emsland (Lingen) rücküberwiesen. Da die Entscheidung über die Rechtmäßigkeit der Abgabe noch aussteht, haben wir Rückstellungen in Höhe der Steuererstattung gebildet, so dass diese zunächst keine Auswirkungen auf das Ergebnis hat.

Durch unsere Investitionstätigkeit sind im Berichtszeitraum 3.170 Mio. € abgeflossen. Die Mittel wurden größtenteils für Anlagevermögen eingesetzt. Wegen hoher Liquiditätsreserven haben wir außerdem kurzfristige Wertpapiere erworben; solche Transaktionen sind gemäß IFRS ebenfalls im Cash Flow aus der Investitionstätigkeit auszuweisen. Unsere Finanzierungsaktivitäten führten zu einem Mittelabfluss von 1.805 Mio. €. Davon entfielen 615 Mio. € auf unsere Dividendenzahlung im April. Außerdem leisteten wir Ausschüttungen an Minderheitsgesellschafter, tilgten Anleihen und erbrachten Sicherheitsleistungen im Rahmen von Termingeschäften. Per saldo haben die dargestellten Zahlungsströme unseren Bestand an flüssigen Mitteln um 200 Mio. € verringert.

Zieht man vom operativen Cash Flow fortgeführter Aktivitäten die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte ab, erhält man den Free Cash Flow. Dieser lag mit 2.562 Mio. € um 25% über Vorjahr.

<b>Nettoschulden<sup>1</sup></b> in Mio. €	30.09.2014	31.12.2013	+/- in %
Flüssige Mittel	3.738	3.950	-5,4
Wertpapiere	5.088	3.262	56,0
Sonstiges Finanzvermögen	1.600	1.156	38,4
<b>Finanzvermögen</b>	<b>10.426</b>	<b>8.368</b>	<b>24,6</b>
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	16.225	16.224	-
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.242	2.464	-9,0
<b>Finanzverbindlichkeiten</b>	<b>18.467</b>	<b>18.688</b>	<b>-1,2</b>
<b>Nettofinanzschulden</b>	<b>8.041</b>	<b>10.320</b>	<b>-22,1</b>
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	7.823	6.227	25,6
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.639	10.411	2,2
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.478	2.952	-16,1
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	759	817	-7,1
Zuzüglich 50% des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	1.333	1.351	-1,3
Abzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-574	-534	-7,5
<b>Nettoschulden fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>29.740</b>	<b>30.727</b>	<b>-3,2</b>
<b>Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>969</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Nettoschulden des RWE-Konzerns</b>	<b>30.709</b>	<b>30.727</b>	<b>-0,1</b>

<sup>1</sup> Inklusive RWE Dea; für 2014 wird die Gesellschaft unter dem Posten „Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten“ erfasst; darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

### Nettoschulden trotz zinsbedingtem Anstieg der Pensionsrückstellungen auf Vorjahresniveau

Unsere Nettoschulden blieben gegenüber dem Vorjahresende unverändert: Zum 30. September betragen sie 30,7 Mrd. €. Darin enthalten sind die Nettoschulden von RWE Dea in Höhe von 969 Mio. €; in der Tabelle oben sind sie als „Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten“ ausgewiesen, während die Vorjahreszahlen der alten Darstellungsweise folgen. Stark gesunken sind unsere Nettofinanzschulden. Dazu haben vor allem der hohe Free Cash Flow und Einnahmen von 0,7 Mrd. € aus dem Verkauf von Anlagevermögen beigetragen, während Gewinnausschüttungen und Wechselkursänderungen gegenläufig wirkten. Der Verbesserung unserer Nettofinanzposition stand ein deutlicher Anstieg der Pensionsrückstellungen gegenüber: Maßgeblich dafür war, dass wir die Diskontierungssätze für Versorgungszusagen im Laufe des Berichtszeitraums schrittweise abgesenkt haben, und zwar von 3,5% auf 2,5% in Deutschland und von 4,3% auf 3,9% in Großbritannien. Mit den Anpassungen berücksichtigten wir das veränderte Marktzinsniveau. Nahezu keinen Einfluss auf die Schuldenentwicklung hatte, dass wir für 2014 deutlich niedrigere Bergbaurückstellungen ausweisen, denn diese Veränderung ergibt sich im Wesentlichen dadurch, dass der auf RWE Dea entfallende Rückstellungsanteil in die Position „Nettoschulden nicht fortgeführter Aktivitäten“ umgliedert wurde.

Konzernbilanzstruktur <sup>1</sup>	30.09.2014		31.12.2013	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
<b>Aktiva</b>				
Langfristiges Vermögen	54.471	65,5	56.905	69,9
Davon:				
Immaterielle Vermögenswerte	12.801	15,4	13.409	16,5
Sachanlagen	31.736	38,2	34.217	42,0
Kurzfristiges Vermögen	28.700	34,5	24.476	30,1
Davon:				
Forderungen und sonstige Vermögenswerte <sup>2</sup>	12.877	15,5	15.326	18,8
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	5.034	6,1	-	-
<b>Gesamt</b>	<b>83.171</b>	<b>100,0</b>	<b>81.381</b>	<b>100,0</b>
<b>Passiva</b>				
Eigenkapital	11.220	13,5	12.137	14,9
Langfristige Schulden	46.997	56,5	47.383	58,2
Davon:				
Rückstellungen	28.649	34,4	27.351	33,6
Finanzverbindlichkeiten	15.225	18,3	16.539	20,3
Kurzfristige Schulden	24.954	30,0	21.861	26,9
Davon:				
Sonstige Verbindlichkeiten <sup>3</sup>	13.677	16,4	13.323	16,4
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	2.460	3,0	-	-
<b>Gesamt</b>	<b>83.171</b>	<b>100,0</b>	<b>81.381</b>	<b>100,0</b>

1 Inklusive RWE Dea; für 2014 wird die Gesellschaft als „zur Veräußerung bestimmt“ ausgewiesen; darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

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

3 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

### Bilanzstruktur: Eigenkapitalquote von 13,5%

Zum 30. September 2014 wiesen wir eine Bilanzsumme von 83,2 Mrd. € aus, gegenüber 81,4 Mrd. € zum 31. Dezember 2013. Für das laufende Jahr erfassen wir RWE Dea unter den Positionen „zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ und „zur Veräußerung bestimmte Schulden“. Eine entsprechende Anpassung der Vorjahreswerte ist gemäß IFRS nicht vorgenommen worden. Der geänderte Ausweis von RWE Dea hatte zwar keinen Einfluss auf die Bilanzsumme, aber zum Teil erhebliche Auswirkungen auf die Entwicklung einzelner Bilanzposten. Auf der Aktivseite sanken die immateriellen Vermögenswerte um 0,6 Mrd. €, das Sachanlagevermögen um 2,5 Mrd. € und die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um 2,2 Mrd. €, während sich der Wertpapierbestand um 1,9 Mrd. € erhöhte. Auf der Passivseite sind die Rückstellungen um 0,5 Mrd. € gestiegen und die Verbindlichkeiten um 0,2 Mrd. € gesunken. Das Eigenkapital des RWE-Konzerns verminderte sich um 0,9 Mrd. €. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) ging dementsprechend um 1,4 Prozentpunkte auf 13,5% zurück.

Mitarbeiter <sup>1</sup>	30.09.2014	31.12.2013	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	15.401	16.311	-5,6
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	18.621	19.127	-2,6
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.751	3.115	-11,7
Vertrieb Großbritannien	6.929	8.730	-20,6
Zentralost-/Südosteuropa	9.924	10.062	-1,4
Erneuerbare Energien	1.040	1.482	-29,8
Trading/Gas Midstream	1.425	1.524	-6,5
Sonstige <sup>2</sup>	4.348	4.545	-4,3
<b>RWE-Konzern</b>	<b>60.439</b>	<b>64.896</b>	<b>-6,9</b>
Davon:			
In Deutschland	36.824	38.197	-3,6
Außerhalb Deutschlands	23.615	26.699	-11,6

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen. Die in den Zahlen für 2014 und 2013 nicht mehr erfasste RWE Dea beschäftigte zum Bilanzstichtag 1.445 Mitarbeiter (Ende 2013: 1.445).

2 Zum 30. September 2014 entfielen davon 1.852 Mitarbeiter auf RWE IT (Ende 2013: 2.239), 1.232 Mitarbeiter auf RWE Group Business Services (Ende 2013: 96), 827 Mitarbeiter auf RWE Service (Ende 2013: 1.650) und 339 Mitarbeiter auf die Holdinggesellschaft RWE AG (Ende 2013: 456).

### Personalstand 7% unter Vorjahr

Zum 30. September 2014 beschäftigte RWE 60.439 Mitarbeiter (ohne RWE Dea), 7% weniger als Ende 2013. Bei der Ermittlung dieser Zahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Im Berichtszeitraum haben 4.457 Beschäftigte den Konzern verlassen, davon 1.373 an unseren deutschen und 3.084 an unseren ausländischen Standorten. Rückgänge verzeichneten wir in allen Unternehmensbereichen. Rationalisierungsmaßnahmen spielten hier eine zentrale Rolle. Darüber hinaus führten Verkäufe und Käufe von Gesellschaften dazu, dass per saldo 1.046 Mitarbeiter aus dem Konzern ausschieden. Größter Einzeleffekt (-620) war die Entkonsolidierung des IT-Dienstleisters GISA mit Sitz in Halle.

## PROGNOSEBERICHT

### Konjunktur 2014: Experten sehen Aufschwung voraus

Nach den jüngsten Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung im laufenden Jahr um rund 3% höher sein als 2013. Im Euroraum haben die zur Konsolidierung der Staatshaushalte erforderlichen Maßnahmen voraussichtlich weiterhin dämpfenden Einfluss auf das Wachstum. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) der Währungsunion könnte um knapp 1% steigen, nachdem es 2013 noch rückläufig war. Gemessen daran sind die Perspektiven für Deutschland überdurchschnittlich gut: In ihrer Gemeinschaftsprognose halten die führenden deutschen Konjunkturforschungsinstitute einen Anstieg der Wirtschaftsleistung um 1,3% für möglich. Stimuli werden insbesondere von der guten Beschäftigungssituation und den gestiegenen verfügbaren Einkommen erwartet. Aktuelle Schätzungen lassen auf ein BIP-Wachstum in den Niederlanden von 0,5% und in Belgien von über 1% schließen. Großbritanniens Wirtschaftsleistung könnte sogar um 3% zulegen. Für Polen und Ungarn beziffern Experten das voraussichtliche Wachstum auf 3%; für Tschechien werden 2% veranschlagt.

### Rückgang des Strom- und Gasverbrauchs in Westeuropa erwartet

Die diesjährige Entwicklung des Energieverbrauchs wird von gegenläufigen Einflüssen bestimmt: Während vom Wirtschaftswachstum positive Impulse zu erwarten sind, wirken sich der ungewöhnlich milde Winter 2013/2014 und fortgesetzte Energieeinsparungen dämpfend aus. Bei unserer Prognose des Stromverbrauchs gehen wir davon aus, dass in Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien die letztgenannten Faktoren überwiegen und dementsprechend Rückgänge zu erwarten sind. In Ungarn und Polen sind dagegen geringe Verbrauchszuwächse möglich. Die Nachfrage nach Gas dürfte in allen RWE-Märkten witterungsbedingt unter dem Vorjahresniveau liegen.

### Unveränderte Prognose zum Konzernergebnis

Unsere Prognose zum diesjährigen Geschäftsverlauf, die wir im Bericht zum ersten Halbjahr 2014 auf Seite 26 ff. veröffentlicht haben, können wir im Wesentlichen bestätigen. Entsprechend der Vorgehensweise im Zwischenabschluss weisen wir die zum Verkauf stehende RWE Dea auch für das Gesamtjahr 2014 als „nicht fortgeführte Aktivität“ aus und passen die Vorjahreswerte an. In der Prognose zu Umsatz, EBITDA, betrieblichem Ergebnis und Investitionen wird die Gesellschaft somit nicht mehr berücksichtigt. Im nachhaltigen Nettoergebnis ist sie aber enthalten, allerdings nur mit den anteiligen Zinsen auf den Verkaufspreis, die uns LetterOne für die Zeit ab 1. Januar 2014 vertraglich zugesagt hat.

Ohne RWE Dea veranschlagen wir für das Geschäftsjahr 2014 einen Konzernaußenumsatz in der Größenordnung von 50 Mrd. €; das ist 1 Mrd. € weniger, als wir im August prognostiziert haben. Ein Grund dafür ist, dass unser Stromabsatz voraussichtlich unter Plan liegt. Bei der Ergebnisprognose für den Konzern sind keine Anpassungen erforderlich: Wir erwarten weiterhin ein EBITDA von 6,4 bis 6,8 Mrd. € und ein betriebliches Ergebnis von 3,9 bis 4,3 Mrd. €; das nachhaltige Nettoergebnis dürfte inklusive der anteiligen Zinsen auf den Verkaufspreis von RWE Dea bei 1,2 bis 1,4 Mrd. € liegen. Die operative Entwicklung wird im Wesentlichen durch jene Faktoren bestimmt, die bereits in den ersten drei Quartalen zum Tragen kamen (siehe Erläuterungen auf Seite 17ff.). Auf Ebene der Unternehmensbereiche haben wir eine Prognoseanpassung vorgenommen: Aufgrund der schwachen ersten drei Quartale im britischen Energievertrieb gehen wir davon aus, dass RWE npower nicht nur moderat, sondern deutlich unter Vorjahr abschließen wird.

Prognose für das Geschäftsjahr 2014 <sup>1</sup>	Ist 2013 in Mio. €	Prognose vom August 2014	Aktualisierung der Prognose
Außenumsatz	52.425	in der Größenordnung von 51 Mrd. €	in der Größenordnung von 50 Mrd. €
EBITDA	7.904	6,4 bis 6,8 Mrd. €	-
Betriebliches Ergebnis	5.369	3,9 bis 4,3 Mrd. €	-
Konventionelle Stromerzeugung	1.384	deutlich unter Vorjahr	-
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.626	moderat über Vorjahr	-
Vertrieb Niederlande/Belgien	278	deutlich unter Vorjahr	-
Vertrieb Großbritannien	290	moderat unter Vorjahr	deutlich unter Vorjahr
Zentralost-/Südosteuropa	1.032	deutlich unter Vorjahr	-
Erneuerbare Energien	203	deutlich unter Vorjahr	-
Trading/Gas Midstream	831	deutlich unter Vorjahr	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.314	1,2 bis 1,4 Mrd. €	-

<sup>1</sup> Abweichend von der im Geschäftsbericht 2013 auf Seite 100 ff. veröffentlichten Prognose wird RWE Dea 2014 und 2013 als „nicht fortgeführte Aktivität“ erfasst; darüber hinaus Anpassungen von Vorjahreswerten wegen Erstanwendung von IFRS 11; siehe Seite 11.

### Sachinvestitionen für 2014 auf 3,5 Mrd. € veranschlagt

Für 2014 rechnen wir mit Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte von etwa 3,5 Mrd. € (ohne RWE Dea). Die Mittel entfallen schwerpunktmäßig auf die Fertigstellung der Steinkohledoppelblöcke in Hamm (1.528 MW) und Eemshaven (1.554 MW), den Bau neuer Windparks sowie die Instandhaltung und Erweiterung unserer Strom- und Gasnetze.

### Anstieg des Verschuldungsfaktors erwartet

Sollte der Verkauf von RWE Dea noch 2014 abgeschlossen werden, würden sich unsere Nettoschulden voraussichtlich auf eine Größenordnung von 26 Mrd. € (Vorjahr: 30,7 Mrd. €) verringern. Andernfalls dürften sie in etwa auf Vorjahreshöhe liegen. Unabhängig davon wird der Verschuldungsfaktor, also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, aber wohl deutlich höher ausfallen als 2013 (3,5). Wir haben uns zum Ziel gesetzt, ihn mittelfristig zurückzuführen und die von uns selbst festgelegte Obergrenze von 3,0 wieder einzuhalten. Dies wollen wir u. a. dadurch erreichen, dass wir unsere Investitionen und Ausschüttungen spätestens ab 2015 vollständig mit dem Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit finanzieren.

### Ausschüttungsquote von 40 bis 50% geplant

Der Dividendenvorschlag für das laufende Geschäftsjahr wird sich an einer Ausschüttungsquote von 40 bis 50% orientieren. Bemessungsgrundlage ist das nachhaltige Nettoergebnis. Wie bereits dargestellt, erwarten wir hier einen Wert zwischen 1,2 und 1,4 Mrd. €.

### Fortgesetzter Stellenabbau

Die Zahl unserer Beschäftigten wird sich – auch ohne Berücksichtigung der zum Verkauf stehenden RWE Dea – deutlich gegenüber 2013 verringern. Basis dafür sind Effizienzverbesserungen, durch die wir besonders im britischen Vertriebsgeschäft Stellen einsparen. Auch die Entkonsolidierung von Tochtergesellschaften trägt zum Rückgang des Personalbestands bei.

## ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

### Veränderung der Risiko- und Chancensituation seit Jahresbeginn

Unsichere politische Rahmenbedingungen, sich wandelnde Marktstrukturen und schwankende Strom- und Brennstoffpreise stellen uns vor große unternehmerische Herausforderungen. Ein professionelles Risikomanagement ist heute wichtiger denn je. Risiken systematisch zu erfassen, zu bewerten und zu steuern ist für uns Kernelement guter Unternehmensführung. Ebenso wichtig ist es, Chancen zu identifizieren und zu nutzen.

Über den Aufbau und die Prozesse unseres Risikomanagements, die zuständigen Organisationseinheiten, die wesentlichen Risiken und Chancen sowie unsere Maßnahmen zur Steuerung und Überwachung von Risiken informieren wir ausführlich im Geschäftsbericht 2013 auf den Seiten 88 bis 99. Gegenüber dieser Darstellung hat sich nur in einem Punkt eine wesentliche Veränderung ergeben. Sie betrifft unseren Gasbezugsvertrag mit Gazprom: Dank der Ende Februar 2014 getroffenen Vereinbarung mit dem russischen Gaskonzern ist sichergestellt, dass uns durch den Kontrakt bis Juni 2016 keine Verluste mehr entstehen (siehe Bericht über das erste Quartal 2014, Seite 7).

### Aktuelle Value-at-Risk-Kennzahlen

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

Zentrale Steuerungsgröße für die Commodity-Positionen ist der Global VaR, der sich auf das Handelsgeschäft von RWE Supply & Trading bezieht und der 40 Mio. € nicht übersteigen darf. In den ersten drei Quartalen 2014 belief er sich auf durchschnittlich 11 Mio. €, gegenüber 8 Mio. € im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der maximale Tageswert betrug 18 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €).

Bei Zinsrisiken unterscheiden wir zwischen zwei Kategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren im RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch unsere Finanzierungskosten. Der VaR für das Kurswertrisiko bei unseren Kapitalanlagen betrug im Berichtszeitraum durchschnittlich 4 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €). Die Sensitivität der Zinszahlungen in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltedauer von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk belief sich im Mittel auf 9 Mio. € (Vorjahr: 8 Mio. €).

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen betrug durchschnittlich 5 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €). Für unsere Fremdwährungsposition lag der VaR unverändert unter 1 Mio. €.

### Zukunftsbezogene Aussagen

Dieser Bericht enthält Aussagen zur künftigen Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie der wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen. Solche Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, können die tatsächlichen von den erwarteten Entwicklungen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

# KONZERNZWISCHENABSCHLUSS (VERKÜRZT)

## Gewinn- und Verlustrechnung<sup>1</sup>

in Mio. €	Jul – Sep 2014	Jul – Sep 2013	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013
<b>Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)</b>	<b>10.201</b>	<b>10.959</b>	<b>35.288</b>	<b>38.698</b>
Erdgas-/Stromsteuer	-403	-431	-1.643	-1.913
<b>Umsatzerlöse</b>	<b>9.798</b>	<b>10.528</b>	<b>33.645</b>	<b>36.785</b>
Materialaufwand	-7.287	-8.061	-24.802	-25.991
Personalaufwand	-1.201	-1.203	-3.643	-3.749
Abschreibungen	-637	-1.087	-1.792	-3.238
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-332	-418	-945	-1.298
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	98	85	302	286
Übriges Beteiligungsergebnis	13	37	96	-132
Finanzerträge	261	153	579	539
Finanzaufwendungen	-745	-624	-1.970	-1.951
<b>Ergebnis fortgeführter Aktivitäten vor Steuern</b>	<b>-32</b>	<b>-590</b>	<b>1.470</b>	<b>1.251</b>
Ertragsteuern	-46	230	-458	-574
<b>Ergebnis fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-78</b>	<b>-360</b>	<b>1.012</b>	<b>677</b>
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	111	52	235	213
<b>Ergebnis</b>	<b>33</b>	<b>-308</b>	<b>1.247</b>	<b>890</b>
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	35	36	173	204
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	28	26	80	77
<b>Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG</b>	<b>-30</b>	<b>-370</b>	<b>994</b>	<b>609</b>
<b>Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €</b>	<b>-0,05</b>	<b>-0,60</b>	<b>1,62</b>	<b>0,99</b>
Davon: aus fortgeführten Aktivitäten in €	-0,23	-0,68	1,24	0,65
Davon: aus nicht fortgeführten Aktivitäten in €	0,18	0,08	0,38	0,34

<sup>1</sup> Angepasste Vorjahreswerte



Gesamtergebnisrechnung<sup>1,2</sup>

in Mio. €	Jul – Sep 2014	Jul – Sep 2013	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013
<b>Ergebnis</b>	<b>33</b>	<b>-308</b>	<b>1.247</b>	<b>890</b>
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-729	82	-1.055	-16
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen			-12	-3
<b>Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind</b>	<b>-729</b>	<b>82</b>	<b>-1.067</b>	<b>-19</b>
Unterschied aus der Währungsumrechnung	51	-32	73	-348
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	10	23	49	18
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	178	-56	-389	-361
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		2	42	39
<b>Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind</b>	<b>239</b>	<b>-63</b>	<b>-225</b>	<b>-652</b>
<b>Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)</b>	<b>-490</b>	<b>19</b>	<b>-1.292</b>	<b>-671</b>
<b>Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)</b>	<b>-457</b>	<b>-289</b>	<b>-45</b>	<b>219</b>
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	(-486)	(-349)	(-167)	(-17)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend	(28)	(26)	(80)	(77)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	(1)	(34)	(42)	(159)

1 Beträge nach Steuern

2 Angepasste Vorjahreswerte

Bilanz<sup>1</sup>

<b>Aktiva</b> in Mio. €	30.09.2014	31.12.2013	01.01.2013
<b>Langfristiges Vermögen</b>			
Immaterielle Vermögenswerte	12.801	13.409	16.247
Sachanlagen	31.736	34.217	37.108
Investment Property	85	96	111
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.123	3.253	3.321
Übrige Finanzanlagen	920	917	988
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	1.956	1.749	2.094
Latente Steuern	3.850	3.264	3.586
	<b>54.471</b>	<b>56.905</b>	<b>63.455</b>
<b>Kurzfristiges Vermögen</b>			
Vorräte	2.330	2.387	3.155
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	5.782	7.964	8.045
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	7.095	7.362	8.419
Wertpapiere	4.721	2.813	2.633
Flüssige Mittel	3.738	3.950	2.724
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	5.034		
	<b>28.700</b>	<b>24.476</b>	<b>24.976</b>
	<b>83.171</b>	<b>81.381</b>	<b>88.431</b>
<b>Passiva</b> in Mio. €	30.09.2014	31.12.2013	01.01.2013
<b>Eigenkapital</b>			
Anteile der Aktionäre der RWE AG	6.951	7.738	12.171
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	2.667	2.701	2.702
Anteile anderer Gesellschafter	1.602	1.698	1.616
	<b>11.220</b>	<b>12.137</b>	<b>16.489</b>
<b>Langfristige Schulden</b>			
Rückstellungen	28.649	27.351	28.179
Finanzverbindlichkeiten	15.225	16.539	15.417
Übrige Verbindlichkeiten	2.366	2.234	2.715
Latente Steuern	757	1.259	1.358
	<b>46.997</b>	<b>47.383</b>	<b>47.669</b>
<b>Kurzfristige Schulden</b>			
Rückstellungen	5.575	6.389	4.811
Finanzverbindlichkeiten	3.242	2.149	4.529
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.264	6.440	7.336
Übrige Verbindlichkeiten	8.413	6.883	7.597
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	2.460		
	<b>24.954</b>	<b>21.861</b>	<b>24.273</b>
	<b>83.171</b>	<b>81.381</b>	<b>88.431</b>

1 Angepasste Vorjahreswerte

Kapitalflussrechnung<sup>1</sup>

in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013
Ergebnis fortgeführter Aktivitäten	1.012	677
Abschreibungen/Zuschreibungen	1.748	3.241
Veränderung der Rückstellungen	-372	830
Latente Steuern/Zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	55	-380
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	2.316	135
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>4.759</b>	<b>4.503</b>
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	609	568
<b>Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit</b>	<b>5.368</b>	<b>5.071</b>
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-2.260	-2.514
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	679	1.816
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	-1.589	-138
<b>Cash Flow aus der Investitionstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-3.170</b>	<b>-836</b>
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-498	-489
<b>Cash Flow aus der Investitionstätigkeit</b>	<b>-3.668</b>	<b>-1.325</b>
<b>Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit fortgeführter Aktivitäten</b>	<b>-1.805</b>	<b>-1.646</b>
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit nicht fortgeführter Aktivitäten	-116	-86
<b>Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit</b>	<b>-1.921</b>	<b>-1.732</b>
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-221	2.014
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	16	-9
<b>Veränderung der flüssigen Mittel</b>	<b>-205</b>	<b>2.005</b>
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz	3.950	2.724
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	3.745	4.729
Davon: als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“ ausgewiesen	-7	
<b>Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz</b>	<b>3.738</b>	<b>4.729</b>

<sup>1</sup> Angepasste Vorjahreswerte

Veränderung des Eigenkapitals<sup>1</sup>

in Mio. €	Gezeichnetes Kapital und Kapitalrücklage der RWE AG	Gewinnrücklage und Bilanzgewinn	Accumulated Other Comprehensive Income	Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Anteile anderer Gesellschafter	Summe
<b>Stand: 01.01.2013</b>	<b>3.959</b>	<b>8.713</b>	<b>-501</b>	<b>12.171</b>	<b>2.702</b>	<b>1.616</b>	<b>16.489</b>
Kapitalrückzahlung						-157	-157
Dividendenzahlungen		-1.229		-1.229	-145	-170	-1.544
Ergebnis		609		609	77	204	890
Other Comprehensive Income		-5	-621	-626		-45	-671
Total Comprehensive Income		604	-621	-17	77	159	219
Übrige Veränderungen		-54		-54	30	173	149
<b>Stand: 30.09.2013</b>	<b>3.959</b>	<b>8.034</b>	<b>-1.122</b>	<b>10.871</b>	<b>2.664</b>	<b>1.621</b>	<b>15.156</b>
<b>Stand: 01.01.2014</b>	<b>3.959</b>	<b>5.062</b>	<b>-1.283</b>	<b>7.738</b>	<b>2.701</b>	<b>1.698</b>	<b>12.137</b>
Kapitaleinzahlung						62	62
Dividendenzahlungen		-615		-615	-144	-213	-972
Ergebnis		994		994	80	173	1.247
Other Comprehensive Income		-936	-225	-1.161		-131	-1.292
Total Comprehensive Income		58	-225	-167	80	42	-45
Übrige Veränderungen		-5		-5	30	13	38
<b>Stand: 30.09.2014</b>	<b>3.959</b>	<b>4.500</b>	<b>-1.508</b>	<b>6.951</b>	<b>2.667</b>	<b>1.602</b>	<b>11.220</b>

<sup>1</sup> Angepasste Vorjahreswerte

## ANHANG

### Rechnungslegungsmethoden

Die RWE AG mit Sitz am Opernplatz 1 in 45128 Essen, Deutschland, ist Mutterunternehmen des RWE-Konzerns („RWE“ oder „Konzern“).

Der Konzernzwischenabschluss zum 30. September 2014 ist am 11. November 2014 zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind.

Im Einklang mit IAS 34 wurde für die Darstellung des Konzernzwischenabschlusses zum 30. September 2014 ein gegenüber dem Konzernabschluss zum 31. Dezember 2013 verkürzter Berichtsumfang gewählt. Im Konzernzwischenbericht werden

– mit Ausnahme der nachfolgend beschriebenen Änderungen und Neuregelungen – die gleichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden angewendet wie im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2013. Für weitere Informationen verweisen wir auf den Konzerngeschäftsbericht 2013, der die Basis für den vorliegenden Konzernzwischenbericht darstellt.

Für Entsorgungsrückstellungen auf dem Gebiet der Kernenergie und für bergbaubedingte Rückstellungen wird ein Abzinsungsfaktor von 4,6% (31.12.2013: 4,6%) zugrunde gelegt. Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden in Deutschland mit 2,5% und im Ausland mit 3,9% abgezinst (31.12.2013: 3,5% bzw. 4,3%).

### Änderung der Rechnungslegungsmethoden

Der International Accounting Standards Board (IASB) und das IFRS Interpretations Committee (IFRS IC) haben Änderungen bei bestehenden International Financial Reporting Standards (IFRS) und neue IFRS verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2014 verpflichtend anzuwenden sind:

**IFRS 10 „Konzernabschlüsse“ (2011)** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 27 und des SIC-12 zur Konsolidierung. Gemäß IFRS 10 (2011) müssen folgende drei Voraussetzungen kumulativ erfüllt sein, damit eine Beherrschung eines Unternehmens durch ein anderes vorliegt: Verfügungsgewalt über die relevanten Aktivitäten, ein Recht auf variable Rückflüsse aus der Beteiligung und die Möglichkeit zur Beeinflussung der variablen Rückflüsse durch Ausübung der Verfügungsgewalt. Aus der erstmaligen Anwendung des Standards ergeben sich keine Änderungen des Konsolidierungskreises der RWE AG.

**IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (2011)** ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 31 und des SIC-13 zur Bilanzierung von Gemeinschaftsunternehmen. IFRS 11 (2011) regelt die bilanzielle Abbildung von Fällen, in denen Unternehmen gemeinschaftlich geführt oder Tätigkeiten gemeinschaftlich ausgeübt werden. Eine weitere Änderung besteht darin, dass Gemeinschaftsunternehmen künftig nicht mehr quotal konsolidiert werden dürfen. RWE hat diese Möglichkeit bislang ohnehin nicht genutzt.

Infolge der erstmaligen Anwendung des neuen Standards sind im RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2014 bestimmte Unternehmensbeteiligungen, die bislang mittels der Equity-Methode bilanziert wurden, als gemeinschaftliche Tätigkeiten abzubilden. Zu bilanzieren sind damit zukünftig nicht mehr die Beteiligungen und die mit diesen verbundenen Bilanzposten, sondern die RWE zuzurechnenden Vermögenswerte und Schulden der betreffenden Gesellschaften. Aus der rückwirkenden Erstanwendung dieser Regelungen ergeben sich die folgenden Auswirkungen auf die Konzernbilanz zum 31. Dezember 2013 und zum 1. Januar 2013:

in Mio. €	31.12.2013	01.01.2013
Immaterielle Vermögenswerte	211	230
Sachanlagen	912	1.102
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	-1.001	-304
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	2	-930
Sonstige Aktiva	138	155
Rückstellungen	232	188
Sonstige Schulden	30	65

Ergebnisänderungen haben sich nicht ergeben.

**IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“ (2011)** umfasst die aus der Anwendung der Standards IFRS 10, IFRS 11 und IAS 28 resultierenden Pflichtangaben. Diese sollen den Abschlussadressaten eine Beurteilung der Risiken und der finanziellen Implikationen ermöglichen, die sich aus Tochterunternehmen, Gemeinschaftsunternehmen und gemeinschaftlichen Tätigkeiten, assoziierten Unternehmen und nicht konsolidierten Zweckgesellschaften ergeben. Die zusätzlichen Angaben wird erstmalig der Konzernabschluss der RWE AG zum 31. Dezember 2014 enthalten.

Die nachfolgenden für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2014 anzuwendenden Änderungen an Standards haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss:

- Änderungen an IAS 39 – Novation von Derivaten und Fortsetzung der Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen (2013)
- Änderungen an IFRS 10, IFRS 12 und IAS 27 – Investmentgesellschaften (2012)
- Änderungen an IFRS 10, IFRS 11 und IFRS 12 – Konzernabschlüsse, Gemeinsame Vereinbarungen und Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen: Übergangleitlinien (2012)
- Änderungen an IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (2011)
- IAS 27 „Einzelabschlüsse“ (2011)
- IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“ (2011)

Aufgrund veränderter Marktbedingungen und damit verbundenen Änderungen im Kraftwerkseinsatz wurde die wirtschaftliche Nutzungsdauer der konventionellen Kraftwerke zum 1. Januar 2014 angepasst. Dies führte in den ersten drei Quartalen 2014 zu einem Rückgang der planmäßigen Abschreibungen um 105 Mio. €.

## Konsolidierungskreis

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

Die folgenden Übersichten stellen dar, welche Veränderungen sich bei der Anzahl der vollkonsolidierten Unternehmen und der mittels der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen ergeben haben:

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2014	160	197	357
Erstkonsolidierungen	5	6	11
Entkonsolidierungen	-5	-9	-14
Verschmelzungen	-6	-8	-14
Stand 30.09.2014	154	186	340

Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen <sup>1</sup>	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2014	73	29	102
Erwerbe	-	-	-
Veräußerungen	-2	-2	-4
Umwandlungen	-	-3	-3
Stand 30.09.2014	71	24	95

<sup>1</sup> Angepasste Vorjahreswerte

Zudem werden zwei Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet.

## Veräußerungen

### Enna

RWE Innogy hat im September 2014 ihren 80%-Anteil an der italienischen Gesellschaft SPER S.p.A. (inklusive ihrer Anteile an Biomasse Sicilia S.p.A.), die das Biomassekraftwerk Enna betreibt, an das Unternehmen Fri-El Green Power S.p.A., Bozen, veräußert. Der Entkonsolidierungsverlust betrug 10 Mio. €. Das Kraftwerk war dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet.

### Nordsee One, 2 und 3

Das kanadische Unternehmen Northland Power Inc. hat am 4. September 2014 einen 85%-Anteil an den drei bislang dem Segment Erneuerbare Energien zugehörigen Offshore-Windprojekten Nordsee One, 2 und 3 erworben. Der Entkonsolidierungsverlust betrug 100 Mio. €. Dem stehen jedoch erwartete künftige Erträge in Höhe von rund 86 Mio. € gegenüber, da der Verkaufspreis vom Käufer erst in den kommenden Jahren bei Erfüllung bestimmter Bedingungen entrichtet wird.

**ENERVIE**

Im September 2014 hat RWE seinen 19,06%-Anteil an dem at-Equity-bilanzierten Unternehmen ENERVIE Südwestfalen Energie und Wasser AG an die Remondis Wasser und Energie GmbH veräußert. Das Unternehmen war dem Segment Vertrieb/ Verteilnetze Deutschland zugeordnet.

**FÖGÁZ**

Am 18. Dezember 2013 haben RWE und das ungarische Energieversorgungsunternehmen MVM einen Vertrag zur Übernahme eines Anteils von 49,83 % von RWE an der FÖGÁZ-Gruppe unterzeichnet. Die Transaktion hat ein Volumen von 41 Mrd. HUF. Nach Erhalt noch ausstehender Genehmigungen der zuständigen Behörden sowie der Stadt Budapest erfolgte die Übertragung der Anteile im April 2014. Die Gesellschaft war dem Segment Zentralost-/Südosteuropa zugeordnet.

**Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte****RWE-Konzernzentrale und Randbebauung**

Anfang Oktober 2014 haben RWE und der US-amerikanische Immobilienfonds American Realty Capital Global Trust, Inc. (ARC) Verträge über den Verkauf und die Rückanmietung der Gebäude der RWE-Konzernzentrale am Standort Essen unterzeichnet. Die Verträge sehen vor, dass ARC im Rahmen einer Sale-and-Lease-Back-Transaktion den Gebäudekomplex „RWE-Turm“ (inklusive

**Niederländische Fernwärmeaktivitäten**

Am 6. März 2014 wurde die Veräußerung der Fernwärmeaktivitäten von Essent Local Energy Solutions (ELES) an den genossenschaftlichen niederländischen Pensionsfonds PGGM und den Energiedienstleister Dalkia abgeschlossen. Die Fernwärmeaktivitäten waren dem Segment Vertrieb Niederlande/Belgien zugeordnet. Zusätzlich übernahmen PGGM und Dalkia u. a. mit dem Fernwärmenetz verbundene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, die dem Segment Konventionelle Stromerzeugung zugehörig waren.

**Gaskraftwerk Duisburg-Huckingen**

Am 26. Februar 2014 hat RWE ein Gaskraftwerk in Duisburg-Huckingen an die Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (HKM) zu einem Verkaufspreis von 99 Mio. € veräußert. Das Gaskraftwerk war dem Segment Konventionelle Stromerzeugung zugeordnet.

einiger Nachbargebäude) erwirbt und RWE die Immobilien von ARC zurückmietet. Im September 2014 hat der Aufsichtsrat der RWE AG der Veräußerung zugestimmt. Die dem Bereich „Sonstige, Konsolidierung“ zugeordneten Grundstücke und Gebäude werden in der Bilanz in Höhe von 118 Mio. € als zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte ausgewiesen.

**Nicht fortgeführte Aktivitäten (Discontinued Operations)****RWE Dea**

Die RWE AG und die LetterOne-Gruppe haben am 28. März 2014 einen Vertrag über die Veräußerung der RWE Dea AG (Segment Upstream Gas & Öl) unterzeichnet, welche die konzernweiten Aktivitäten der Gas- und Erdölgewinnung bündelt. Die Transaktion basiert auf einem Unternehmenswert von rund 5,1 Mrd. €. Im April 2014 hat der Aufsichtsrat der RWE AG der Veräußerung zugestimmt. Die Transaktion soll zügig abgeschlossen werden. Allerdings stehen noch Zustimmungen Dritter aus. RWE Dea wird als nicht fortgeführte Aktivität bilanziert.

Nachfolgend sind wichtige Kennzahlen der Aktivitäten der RWE Dea dargestellt:

<b>Eckdaten von RWE Dea</b> in Mio. €	30.09.2014
Langfristige Vermögenswerte	4.178
Kurzfristige Vermögenswerte	738
Langfristige Schulden	1.333
Kurzfristige Schulden	1.127

<b>Eckdaten von RWE Dea</b> in Mio. €	Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013
Umsatzerlöse (inkl. Erdgassteuer)	1.500	1.540
Aufwendungen/Erträge	928	1.093
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten vor Steuern	572	447
Ertragsteuern	337	234
Ergebnis nicht fortgeführter Aktivitäten	235	213

Die kumulativ im Eigenkapital direkt erfassten Erträge und Aufwendungen (Accumulated Other Comprehensive Income) nicht fortgeführter Aktivitäten betragen –60 Mio. € (31.12.2013: –94 Mio. €).

Vom Anteil der Aktionäre der RWE AG an der Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income) entfallen –412 Mio. € (Vorjahr: –187 Mio. €) auf fortgeführte Aktivitäten und 245 Mio. € (Vorjahr: 170 Mio. €) auf nicht fortgeführte Aktivitäten.

## Umsatzerlöse

Erlöse aus Energiehandelsaktivitäten werden netto, d. h. mit der realisierten Rohmarge als Umsatz ausgewiesen.

## Außerplanmäßige Abschreibungen

In den ersten drei Quartalen 2014 wurden außerplanmäßige Abschreibungen auf das schottische Biomassekraftwerk Marinch des Segments Erneuerbare Energien in Höhe von 74 Mio. € vorgenommen (erzielbarer Betrag: 0,4 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund von Kostensteigerungen. Die Wertermittlung des

beizulegenden Zeitwerts abzüglich Veräußerungskosten erfolgte mithilfe eines Unternehmensbewertungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen sowie eines Diskontierungszinssatzes von 4,25%. Der beizulegende Zeitwert ist der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

## Aktienkursbasierte Vergütungen

Im Konzernabschluss zum 31. Dezember 2013 wurde über aktienkursbasierte Vergütungssysteme für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen berichtet.

Im Rahmen des Long-Term Incentive Plan für Führungskräfte („Beat 2010“) wurde im ersten Quartal 2014 eine weitere Tranche begeben.

## Gewinnausschüttung

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 16. April 2014 beschlossen, eine Dividende für das Geschäftsjahr 2013 in Höhe von 1,00 € (Geschäftsjahr 2012: 2,00 €) je dividendenberechtigter

Stückaktie auszuschütten. Die Ausschüttung betrug insgesamt 615 Mio. €.

## Finanzverbindlichkeiten

Im Februar 2014 wurden eine im Oktober 2013 durch die RWE Finance B.V. begebene Anleihe über 500 Mio. € mit einem Kupon von 3,0% p.a. und einer Laufzeit bis Januar 2024 um 300 Mio. €

sowie eine im Oktober 2012 durch die RWE AG begebene Anleihe über 439 Mio. € mit einem Kupon von 3,5% p.a. und einer Laufzeit bis Oktober 2037 um 61 Mio. € aufgestockt.

## Ergebnis je Aktie

		Jan – Sep 2014	Jan – Sep 2013
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	994	609
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	1,62	0,99



## 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 in den ersten drei Quartalen 2014 zu Erträgen in Höhe von 3.180 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 3.031 Mio. €) und Aufwendungen in Höhe von 2.238 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 2.198 Mio. €). Zum 30. September 2014 betragen die Forderungen 787 Mio. €

(31.12.2013: 164 Mio. €) und die Verbindlichkeiten 296 Mio. € (31.12.2013: 110 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 1.358 Mio. € (31.12.2013: 1.942 Mio. €).

## 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 der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ sind mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, die übrigen originären finanziellen Vermögenswerte mit den fortgeführten Anschaffungskosten. Auf der Passivseite bestehen die originären Finanzinstrumente im Wesentlichen aus mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewerteten Verbindlichkeiten.

Der beizulegende Zeitwert von „zur Veräußerung verfügbaren“ Finanzinstrumenten, die in den übrigen Finanzanlagen und Wertpapieren erfasst sind, entspricht dem veröffentlichten Börsenkurs, sofern die Finanzinstrumente an einem aktiven Markt gehandelt werden. Der beizulegende Zeitwert nicht notierter Schuld- und Eigenkapitaltitel wird grundsätzlich auf Basis diskontierter erwarteter Zahlungsströme ermittelt. Zur Diskontierung werden aktuelle rest- bzw. laufzeitkongruente Marktzinssätze herangezogen.

Derivative Finanzinstrumente werden – sofern sie in den Anwendungsbereich von IAS 39 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 von öffentlich zugänglichen Broker-Quotierungen bewertet oder – falls nicht vorhanden – anhand allgemein anerkannter Bewertungsmodelle. Dabei orientieren wir uns – soweit möglich – an Notierungen auf aktiven Märkten. Sollten auch diese nicht vorliegen, fließen unternehmensspezifische Planannahmen in die Bewertung ein. Diese umfassen sämtliche Marktfaktoren, die auch andere Marktteilnehmer für die Preisfestsetzung berücksichtigen würden. Die Ermittlung energiewirtschaftlicher und volkswirtschaftlicher Annahmen erfolgt in einem umfangreichen Prozess und unter Einbeziehung interner und externer Experten

durch ein unabhängiges Team im Bereich Konzernstrategie der RWE AG. Die Annahmen werden innerhalb des Konzerns in einem gemeinsamen Lenkungsausschuss mit den operativen Tochterunternehmen abgestimmt und vom Vorstand als verbindliche Planungsdaten beschlossen.

Die Bemessung des beizulegenden Zeitwertes einer Gruppe finanzieller Vermögenswerte und finanzieller Verbindlichkeiten wird auf Basis der Nettorisikoposition pro Geschäftspartner in Übereinstimmung mit IFRS 13.48 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 Anleihen, Commercial Paper, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten und sonstigen Finanzverbindlichkeiten. Ihr Buchwert belief sich auf 18.466 Mio. € (31.12.2013: 18.688 Mio. €), der beizulegende Zeitwert auf 21.050 Mio. € (31.12.2013: 20.314 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 <sup>1</sup> in Mio. €	30.09.2014				31.12.2013			
	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	920	40	363	517	917	100	423	394
Derivate (aktiv)	4.803		4.747	56	3.612		3.511	101
Davon: in Sicherungs- beziehungen	(1.283)		(1.283)		(1.447)		(1.447)	
Wertpapiere	4.721	1.921	2.800		2.813	1.755	1.058	
Zur Veräußerung bestimm- te Vermögenswerte	21		21					
Derivate (passiv)	4.493		4.490	3	2.785		2.779	6
Davon: in Sicherungs- beziehungen	(1.859)		(1.859)		(1.574)		(1.574)	
Zur Veräußerung bestimmte Schulden	74		74					

1 Angepasste Vorjahreswerte

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2014	Stand 01.01.2014	Änderungen Konsolidierungs- kreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand 30.09.2014
			erfolgswirksam	zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	394	97	16	10	517
Derivate (aktiv)	101	-1		-44	56
Derivate (passiv)	6	-1		-2	3

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2013	Stand 01.01.2013	Änderungen Konsolidierungs- kreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand 30.09.2013
			erfolgswirksam	zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	442	-41	-2	-18	381
Derivate (aktiv)	237		-35	-92	110
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(55)			(-55)	
Derivate (passiv)	175	-50	-90	-24	11
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(35)			(-35)	

In den ersten drei Quartalen 2013 wurden Derivate (passiv) in Höhe von 50 Mio. € von Stufe 3 nach Stufe 2 zum Anfang der Berichtsperiode umgegliedert, weil Inputfaktoren bei der

Bewertung entfallen waren, die sich auf nicht beobachtbare Marktdaten stützten.

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

<b>Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste</b>	Gesamt Jan – Sep 2014	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt Jan – Sep 2013	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	5	5	79	79
Materialaufwand	-5	-17	-23	-23
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	16	7	7	7
Beteiligungsergebnis		1	-10	-7
	16	-4	53	56

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Energiebezugsverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Deren Bewertung ist insbesondere von der Entwicklung der Gaspreise abhängig. Bei

steigenden Gaspreisen steigt bei sonst gleichen Bedingungen der beizulegende Zeitwert und umgekehrt. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/-10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 3 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 3 Mio. € führen.

Die folgende Übersicht zeigt diejenigen finanziellen Vermögenswerte und finanziellen Verbindlichkeiten, die gemäß IAS 32

saldiert werden oder einklagbaren Globalverrechnungsverträgen oder ähnlichen Vereinbarungen unterliegen:

<b>Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlich- keiten zum 30.09.2014</b> in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivative (aktiv)	4.551	-3.437	1.114		-556	558
Derivative (passiv)	4.489	-3.688	801	-132	-548	121

<b>Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlich- keiten zum 31.12.2013</b> in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivative (aktiv)	3.364	-2.533	831		-347	484
Derivative (passiv)	3.322	-2.742	580	-97	-403	80

Die zugehörigen nicht saldierten Beträge umfassen für außerbörsliche Transaktionen erhaltene und geleistete Barsicherheiten sowie im Rahmen von Börsengeschäften im Voraus zu erbringen-

de Sicherheitsleistungen, die auch in Form sicherheitsübereigneter Wertpapiere erbracht werden.

## Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

# FINANZKALENDER 2015

<b>10. März 2015</b>	Bericht über das Geschäftsjahr 2014
<b>23. April 2015</b>	Hauptversammlung
<b>24. April 2015</b>	Dividendenzahlung
<b>13. Mai 2015</b>	Zwischenbericht über das erste Quartal 2015
<b>13. August 2015</b>	Zwischenbericht über das erste Halbjahr 2015
<b>12. November 2015</b>	Zwischenbericht über die ersten drei Quartale 2015

Der vorliegende Bericht ist am 13. November 2014 veröffentlicht worden.

Die Hauptversammlung und alle Veranstaltungen zur Veröffentlichung von Finanzberichten werden live im Internet übertragen. Aufzeichnungen der Internetübertragungen sind mindestens zwölf Monate lang abrufbar.

## RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1  
45128 Essen  
T +49 201 12-00  
F +49 201 12-15199  
I [www.rwe.com](http://www.rwe.com)

Investor Relations  
T +49 201 12-15025  
F +49 201 12-15033  
I [www.rwe.com/ir](http://www.rwe.com/ir)  
E [invest@rwe.com](mailto:invest@rwe.com)