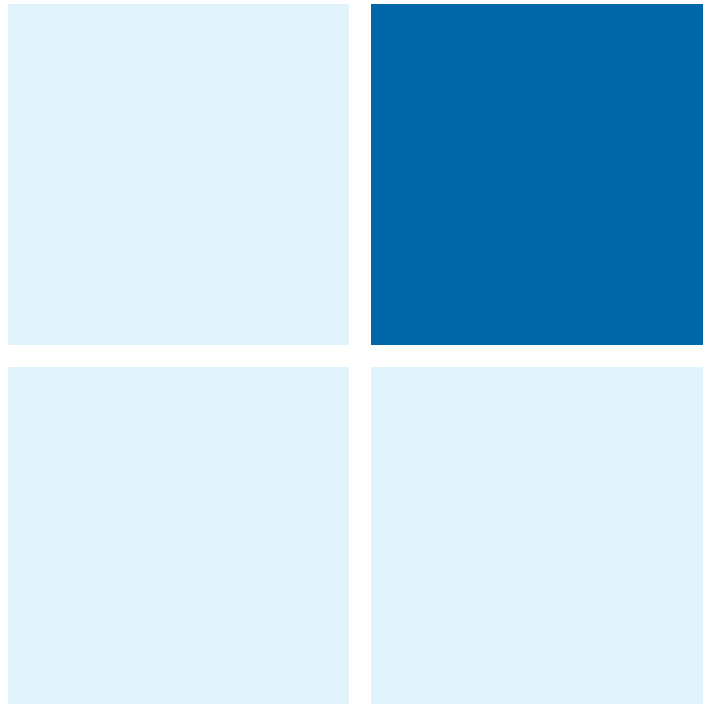


BERICHT ÜBER DAS ERSTE QUARTAL 2014

- Betriebliches Quartalsergebnis mit 1,9 Mrd. € im Plan
- Niedrigere Stromgroßhandelspreise und milder Winter belasten Ertragslage
- Vertrag zum Verkauf von RWE Dea unterzeichnet
- Prognose 2014 (ohne RWE Dea): Betriebliches Ergebnis von 3,9 bis 4,3 Mrd. € erwartet



AUF EINEN BLICK

Eckdaten des RWE-Konzerns		Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Stromerzeugung	Mrd. kWh	52,0	62,5	-16,8	218,2
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	67,0	70,9	-5,5	270,9
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	103,1	126,9	-18,8	335,0
Außenumsatz	Mio. €	14.663	16.046	-8,6	54.052
EBITDA	Mio. €	2.589	3.065	-15,5	8.842
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	1.910	2.340	-18,4	5.890
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	1.635	2.008	-18,6	-1.477
Nettoergebnis	Mio. €	995	1.367	-27,2	-2.757
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	838	1.300	-35,5	2.314
Ergebnis je Aktie	€	1,62	2,22	-27,0	-4,49
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	1,36	2,11	-35,5	3,76
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	157	63	149,2	5.576
Investitionen	Mio. €	898	767	17,1	4.641
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	875	760	15,1	4.511
In Finanzanlagen	Mio. €	23	7	228,6	130
Free Cash Flow	Mio. €	-716	-697	-2,7	1.071
		31.03.2014	31.12.2013		
Nettoschulden	Mio. €	31.476	30.727	2,4	
Mitarbeiter ²		65.378	66.341	-1,5	

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

² Umgerechnet in Vollzeitstellen

Inhalt

Brief des Vorstandsvorsitzenden	1	Konzernabschluss (verkürzt)	30
RWE am Kapitalmarkt	2	Gewinn- und Verlustrechnung	30
Lagebericht	3	Gesamtergebnisrechnung	31
Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	3	Bilanz	32
Wesentliche Ereignisse	7	Kapitalflussrechnung	33
Anmerkungen zur Berichtsweise	11	Veränderung des Eigenkapitals	34
Geschäftsentwicklung	13	Anhang	35
Prognosebericht	25	Finanzkalender 2014/2015	
Entwicklung der Risiken und Chancen	29		

Liebe Aktionäre, liebe Kunden und
Freunde des Unternehmens,

der Geschäftsverlauf im ersten Quartal spiegelt im erwarteten Maße unser schwieriges energiewirtschaftliches Umfeld wider. Trotzdem fällt meine Zwischenbilanz positiv aus. Dabei denke ich vor allem an den großen Etappenerfolg, den wir auf dem Weg zum Verkauf von RWE Dea erreicht haben. Mit der LetterOne-Gruppe, einer in Luxemburg ansässigen Investmentgesellschaft, haben wir einem finanzstarken Erwerber den Zuschlag gegeben, der das Wachstumspotenzial von RWE Dea ausschöpfen kann. Die Verträge sind bereits unterzeichnet. Mit dem Transaktionsvolumen von rund 5,1 Mrd. € sind wir zufrieden, denn es zeigt die guten Ertragsperspektiven von RWE Dea. Wir rechnen damit, den Verkauf noch im laufenden Jahr abschließen zu können. Warum wir uns von RWE Dea trennen – darüber haben wir Sie u. a. im Geschäftsbericht 2013 informiert. Ein wichtiger Aspekt ist, dass es kaum Synergien zwischen dem Upstream-Geschäft mit Öl und Gas und unseren übrigen Aktivitäten gibt. Außerdem stärken wir mit dem Verkauf unsere Finanzkraft, zumal wir in hohem Umfang Mittel für Investitionen einsparen können.

Zu den Highlights des ersten Quartals gehört auch, dass wir die erneute Preisrevision zu unserem Gasbezugsvertrag mit Gazprom erfolgreich abschließen konnten. Der Kontrakt war trotz des positiven Urteils im Schiedsverfahren Mitte 2013 noch immer verlustträchtig für uns. Im Februar 2014 haben wir mit Gazprom eine Lösung gefunden, die sicherstellt, dass der Vertrag bis zum nächsten turnusgemäßen Revisionstermin im Juni 2016 keine weiteren Belastungen verursacht. Vereinbart wurde auch, dass wir im kommenden Jahr erneut Gespräche mit Gazprom aufnehmen. Unser Ziel ist eine langfristige Lösung, die gewährleistet, dass uns auch nach Auslaufen der jetzt getroffenen Regelung keine Verluste mehr aus dem Vertrag entstehen.

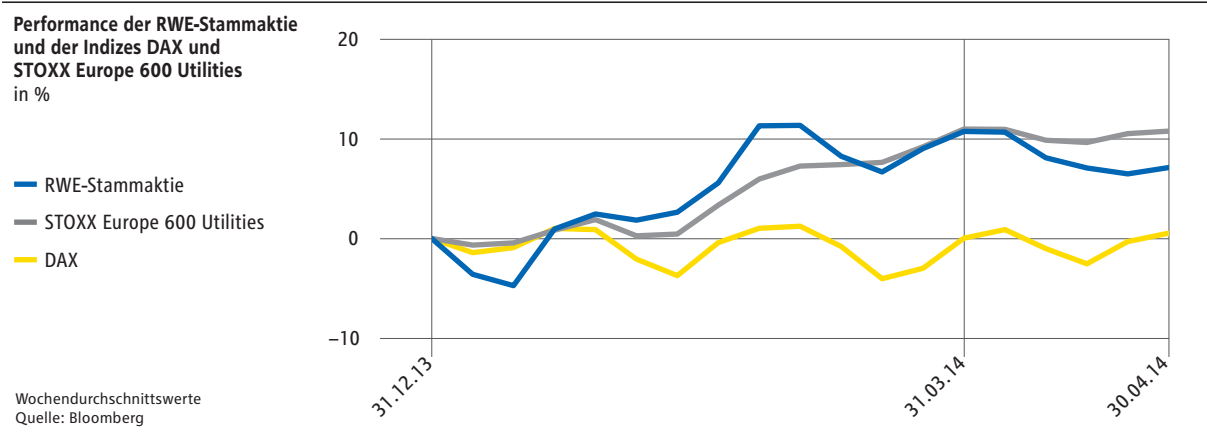
Abschließend noch einige Worte zur operativen Geschäftsentwicklung. Wie erwartet, hat die Krise der konventionellen Stromerzeugung im Quartalsabschluss für weitere Ergebniseinbußen gesorgt. Hinzu kam, dass die Wintertemperaturen – nach der extremen Kälte im Vorjahr – dieses Mal ungewöhnlich mild waren. Das bekamen wir vor allem im Gasgeschäft zu spüren. Insgesamt hat sich unser betriebliches Ergebnis um 18% verringert. Trotz der milden Witterung sehen wir aber keinen Anlass, unsere Einschätzung der operativen Ertragslage im Gesamtjahr zu revidieren. Eine Anpassung der Prognose müssen wir trotzdem vornehmen – wegen des Fortschritts beim Verkauf von RWE Dea. Nach Lage der Dinge werden wir das Upstream-Geschäft ab dem Halbjahresabschluss 2014 als „nicht fortgeführte Aktivität“ ausweisen. Das betriebliche Ergebnis des Geschäftsjahres 2014 veranschlagen wir nun – ohne RWE Dea – auf 3,9 bis 4,3 Mrd. €. Beim nachhaltigen Nettoergebnis liegt die neue Prognose-Bandbreite bei 1,2 bis 1,4 Mrd. €. Das operative Geschäft von RWE Dea ist auch hier nicht mehr enthalten, wohl aber die Zinsen auf den Verkaufspreis, die uns für die Zeit vom 1. Januar 2014 bis zum Abschluss der Transaktion gezahlt werden.

Mit freundlichen Grüßen

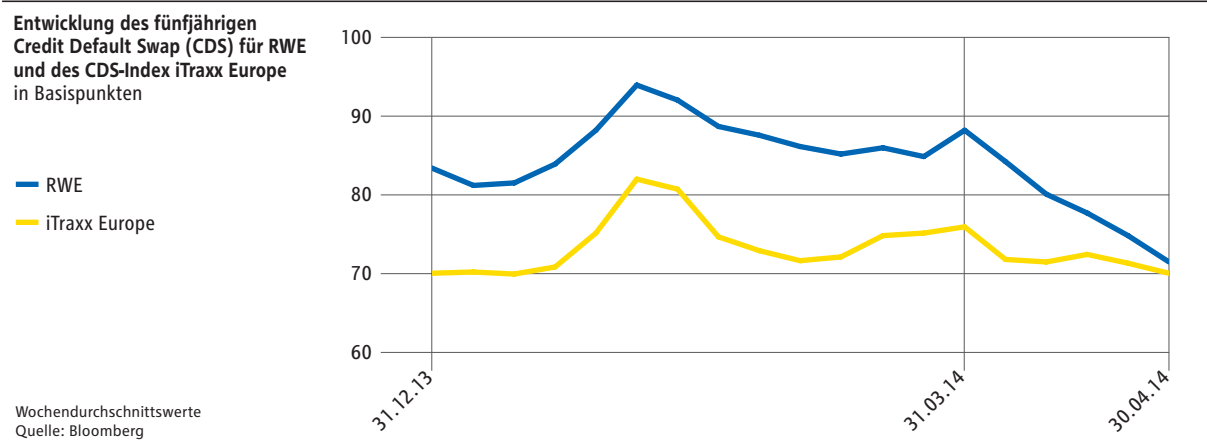


Peter Terium
Vorstandsvorsitzender der RWE AG
Essen, im Mai 2014

RWE-STAMMAKTIE IM ERSTEN QUARTAL MIT 11 % IM PLUS



Nach hohen Kursgewinnen im Vorjahr hat der deutsche Aktienmarkt im ersten Quartal 2014 seine Dynamik eingebüßt. Der Leitindex DAX ging Ende März mit 9.556 Punkten aus dem Handel und lag damit fast exakt auf dem Niveau zum Vorjahresende (9.552 Punkte). Besonders der Ukraine-Konflikt und die nachlassende wirtschaftliche Dynamik in Schwellenländern wie China trübten die Stimmung an den Börsen. Positiven Kurseinfluss hatte die fortgesetzt expansive Geldpolitik führender Notenbanken. Darüber hinaus stärkten erfreuliche Konjunkturdaten aus Europa und den USA das Anlegervertrauen. Für RWE-Aktionäre verlief das erste Quartal erfreulich. Unsere Stammaktien konnten 11 % zulegen. Sie schlossen Ende März mit 29,46 €. Die Vorzüge stiegen um 2 % auf 23,63 €. Nach der schwachen Kursentwicklung im Vorjahr sahen Investoren bei RWE offenbar Aufholpotenzial. Eine Rolle spielt dabei die nach wie vor attraktive Dividendenrendite unserer Aktien. Positive Resonanz fand auch die im März getroffene Vereinbarung mit der Investmentgesellschaft LetterOne zur Übernahme unserer Upstream-Tochter RWE Dea (siehe Seite 7).



Wegen der expansiven Geldpolitik ist der Fremdkapitalmarkt weiterhin von extrem niedrigen Zinssätzen geprägt. Die Durchschnittsrendite zehnjähriger deutscher Staatsanleihen belief sich im ersten Quartal auf gerade einmal 1,7 %. Außergewöhnlich 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 von Januar bis März mit durchschnittlich 75 Basispunkten. Das ist das niedrigste Quartalsmittel seit 2007. Die fünfjährigen CDS für RWE lagen bei durchschnittlich 87 Basispunkten. Im April verbilligten sie sich deutlich und näherten sich damit dem Index an.

WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Konjunktur gewinnt an Schwung

Die Ende 2013 beobachtete Belebung des weltweiten Wirtschaftswachstums hat sich Anfang 2014 fortgesetzt. Nach ersten Schätzungen ist das globale Bruttoinlandsprodukt (BIP) im ersten Quartal um etwa 3 % höher gewesen als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Für die Eurozone wird ein Plus von rund 1 % veranschlagt. Während die deutsche Wirtschaft wegen des robusten Konsums mit etwa 2 % Wachstum einen der vorderen Plätze innerhalb der Währungsunion einnimmt, rangieren die Niederlande mit ca. 1 % im Mittelfeld. Großbritannien, unser größter Markt außerhalb der Eurozone, kommt sogar auf ein Plus von gut 3 %. Der Aufschwung wird hier vor allem vom Dienstleistungssektor getragen. Hohe Steigerungsraten der Industrieproduktion deuten darauf hin, dass auch die Volkswirtschaften Zentralosteuropas dynamisch ins Jahr gestartet sind. Schätzungen zum BIP-Wachstum dieser Länder lagen uns bei Abschluss dieses Berichts noch nicht vor.

Extrem milder Winter 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. Fast überall in Europa lagen die Temperaturen von Januar bis März 2014 weit über dem zehnjährigen saisonalen Mittel. Dagegen war das erste Quartal des Vorjahres besonders im Nordwesten Europas extrem kühl gewesen. Der Wechsel von sehr kalter zu sehr warmer Witterung schlug sich in Absatzeinbußen nieder, vor allem im Gasgeschäft.

Neben dem Energieverbrauch unterliegt auch die Stromerzeugung Wettereinflüssen. Eine große Rolle spielt das Windaufkommen. In Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden und Polen war die Auslastung unserer Windkraftanlagen von Januar bis März wesentlich höher als im Vergleichszeitraum 2013, in Spanien dagegen niedriger. Bei unseren Laufwasserkraftwerken wird die Stromproduktion von den Niederschlagsmengen beeinflusst, die in Deutschland etwa auf dem hohen Vorjahresniveau lagen. Wegen des massiven Ausbaus der deutschen Photovoltaikkapazitäten in den vergangenen Jahren wirkt sich auch die Sonneneinstrahlung in starkem Maße auf das Stromangebot aus. In Deutschland wurden während der ersten drei Monate landesdurchschnittlich 329 Sonnenstunden gemessen. Ein Jahr zuvor waren es nur 179 gewesen.

Witterungsbedingter Einbruch der Gasnachfrage

Der Energieeinsatz in unseren Kernmärkten unterlag positiven Konjunkturlageeinflüssen. Dagegen dämpfte das milde Winterwetter den Heizwärmebedarf. Außerdem ist seit längerem der Trend zu einer sparsameren Nutzung von Energie zu beobachten. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) schätzt, dass die deutsche Stromnachfrage im ersten Quartal 2014 niedriger war als im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Nach aktuellen Daten war der Stromverbrauch auch in Großbritannien, den Niederlanden und Polen rückläufig, in Ungarn dagegen vergleichsweise stabil. Während der Witterungseinfluss den Strombedarf nur moderat beeinflusste, sorgte er am Gasmarkt für einen Nachfrageeinbruch. Schätzungen auf Basis von BDEW-Zahlen ergeben, dass in Deutschland 28 % weniger Gas eingesetzt wurde; für die Niederlande und Großbritannien haben die dortigen Netzbetreiber Rückgänge von 27 bzw. 18 % ermittelt. In den genannten Ländern war die Nachfrageentwicklung auch durch eine marktbedingt rückläufige Auslastung der Gaskraftwerke geprägt. In Tschechien wurde ebenfalls deutlich weniger Gas verbraucht: Vorliegende Daten deuten auf ein Minus von 19 % hin.

Leichte Entspannung am Ölmarkt

An den internationalen Rohölmärkten reichten die Preise nicht mehr an das hohe Niveau von 2013 heran. Im Londoner Spotthandel wurde das Barrel der Nordseesorte Brent im ersten Quartal mit durchschnittlich 108 US\$ (79 €) abgerechnet. Es kostete damit 5 US\$ weniger als im Vorjahreszeitraum, der noch in starkem Maße durch die politischen Spannungen um das Atomprogramm des Iran geprägt war. Der Preisrückgang spiegelt auch die allgemeine Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Ölnachfrage in China und den USA wider.

Milde Witterung dämpft Preise im Gasspothandel

Da Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa noch teilweise auf Langfristverträgen mit Ölpreisbindung basieren, beeinflusste die Entwicklung am Ölmarkt auch die Gaspreise. In Deutschland kosteten Gasimporte im ersten Quartal 2014 durchschnittlich 27 € je Megawattstunde (MWh), gegenüber 28 € im Vorjahreszeitraum. Auf die Preisentwicklung im europäischen Gashandel haben die Ölnotierungen dagegen keinen direkten Einfluss. Am niederländischen Handelspunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, schlug sich die milde Witterung in einem Rückgang der Spotnotierungen um 4 € auf 24 € je MWh nieder. 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 um 1 % verteuert, für Industriekunden dagegen um 4 % verbilligt. Auch in Großbritannien entwickelte sich das Preisniveau unterschiedlich: Bei Haushalten war es 5 % höher, bei Industrieunternehmen dagegen 5 % niedriger als im ersten Quartal 2013. In den Niederlanden mussten beide Kundengruppen weniger bezahlen als vor einem Jahr, und zwar schätzungsweise 1 % bzw. 7 %. Erhebungen für Tschechien lassen auf noch deutlichere Preisrückgänge von 6 bzw. 11 % schließen.

Baisse am Steinkohlemarkt setzt sich fort

Der seit über zwei Jahren beobachtete Abwärtstrend bei den Steinkohlepreisen hat sich zuletzt abgeschwächt. Anzeichen für eine Erholung gibt es aber noch nicht. Kohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (inkl. Fracht und Versicherung) kosteten im ersten Quartal 2014 am Spotmarkt durchschnittlich 79 US\$ (58 €), 7 US\$ weniger als 2013. Im Terminhandel notierte der Forward 2015 (Index API 2) mit durchschnittlich 83 US\$ (61 €) und damit 15 US\$ unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Der weltweite Kohlemarkt ist tendenziell überversorgt. In der Vergangenheit haben zahlreiche Länder Förderkapazitäten aufgebaut. Nachfrageseitig macht sich das gebremste Wachstum in China bemerkbar. Allerdings sorgte der kalte Winter in den USA für einen vorübergehend höheren Steinkohlebedarf des Landes. Die Entwicklung der Kohlenotierungen wird auch von den Kosten für den Überseetransport beeinflusst. Die Frachtraten bewegen sich auf niedrigem Niveau, zeigten seit Mitte 2013 aber wieder Ausschläge nach oben. Für die Standardroute von Südafrika nach Rotterdam wurden im ersten Quartal 2014 durchschnittlich 9 US\$ je Tonne in Rechnung gestellt, gegenüber 7 US\$ im Vorjahreszeitraum.

Leichte Preiserholung bei CO₂-Emissionsrechten

Der europäische Emissionshandel ist ebenfalls durch eine Baisse gekennzeichnet. Das ergibt sich u. a. aus einer Abschwächung der Industrieproduktion infolge der Eurokrise. Seit Anfang 2013 haben sich die Preise für CO₂-Emissionsrechte allerdings auf niedrigem Niveau stabilisiert. Ein Standardzertifikat (EUA) für 2014 kostete im ersten Quartal knapp 6 € je Tonne CO₂. Der Vergleichswert für 2013 war etwa 1 € niedriger gewesen. Für einen positiven Impuls sorgte das Klima- und Energiepaket, das die EU-Kommissarin für den Klimaschutz, Connie Hedegaard, Ende Januar 2014 vorlegte. Hedegaard tritt dafür ein, dass die Treibhausgasemissionen in der EU bis 2030 um 40 % gegenüber 1990 gesenkt werden. Bislang konnten sich die Staats- und Regierungs-

chefs allerdings noch nicht auf eine gemeinsame Zielvorgabe einigen. Darüber hinaus will Hedegaard das europäische Emissionshandelssystem durch eine Flexibilisierung des Angebots von Zertifikaten stärken. Der Anpassungsmechanismus ist bereits in einen Gesetzesvorschlag für strukturelle Reformen des Emissionshandels eingeflossen, der nun zwischen dem Europäischen Rat und dem Europaparlament im Mitentscheidungsverfahren verhandelt wird.

Rückläufige Notierungen im Stromgroßhandel

Die deutliche Verbilligung von Steinkohle und weiter steigende Stromeinspeisungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hatten zur Folge, dass sich die Stromgroßhandelspreise in unserem größten Erzeugungsmarkt Deutschland deutlich verringerten. Im ersten Quartal 2014 notierte die Megawattstunde Grundlaststrom am Spotmarkt mit durchschnittlich 33 € und damit 9 € unter dem Vorjahreswert. Rückläufig waren auch die Notierungen am Terminmarkt: Der Forward 2015 handelte mit 36 € je MWh Grundlaststrom. Das sind 6 € weniger, als im Vorjahreszeitraum für den 2014er-Forward bezahlt werden musste.

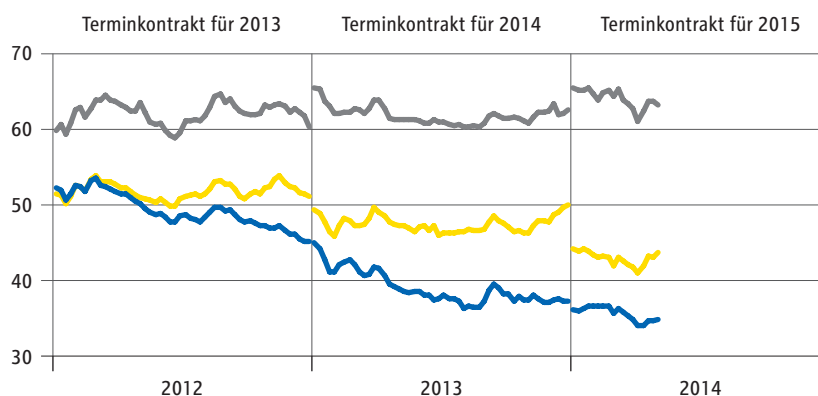
In Großbritannien, wo wir unsere zweitgrößte Erzeugungsposition haben, wurde Grundlaststrom im Spothandel mit durchschnittlich 45 £ (54 €) je MWh abgerechnet, gegenüber 54 £ im Vorjahr. Eine Rolle spielte dabei, dass die Gaspreise wetterbedingt unter dem hohen Vorjahresniveau lagen; in Großbritannien haben Gaskraftwerke einen wesentlich größeren Anteil an der Stromproduktion als in Deutschland und damit einen stärkeren Einfluss auf die Stromnotierungen. Im britischen Terminhandel blieb das Preisniveau dagegen stabil: Der Grundlast-Forward 2015 notierte im ersten Quartal 2014 mit durchschnittlich 53 £ (64 €) je MWh und damit nur ganz knapp unter dem vergleichbaren Vorjahreswert. Weil das britische Pfund aufwertete, hat sich der Forward auf Euro-Basis allerdings geringfügig verteuert.

In den Niederlanden, unserem drittgrößten Markt, werden die Stromgroßhandelspreise in starkem Maße von der Entwicklung in Deutschland beeinflusst und damit auch von der Zunahme der Einspeisungen nach dem EEG. Das ergibt sich aus den grenzüberschreitenden Stromflüssen. Allerdings sind die dafür zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten begrenzt, sodass mitunter deutliche Preisunterschiede zwischen beiden Ländern auftreten können. Die Stromgroßhandelspreise lagen in den Niederlanden zuletzt ein gutes Stück über dem deutschen Niveau. Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass Gaskraftwerke dort – wie in Großbritannien – einen höheren Preiseinfluss haben als in Deutschland. Im ersten Quartal 2014 notierte Grundlaststrom am niederländischen Spotmarkt mit durchschnittlich 43 € je MWh. Gegenüber 2013 ist das ein Rückgang um 12 €. Auch im Terminhandel zeigte die Preiskurve nach unten: Stromlieferkontrakte für 2015 wurden mit 43 € abgerechnet; der vergleichbare Vorjahreswert betrug 48 €.

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

— Deutschland
— Niederlande
— Großbritannien

Wochendurchschnittswerte
bis 30. April 2014
Quelle: RWE Supply & Trading



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. Auf unsere Erlöse im Berichtszeitraum hatte die jüngste Marktentwicklung daher nur untergeordneten Einfluss. Entscheidend war vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte 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. Unsere deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke, die typischerweise stabile Brennstoffkosten aufweisen, verzeichneten deshalb Margeneinbußen. Verschlechtert hat sich auch die Ertragslage unserer Gaskraftwerke. Neben der Strompreisentwicklung ist dafür die sinkende Auslastung der Anlagen verantwortlich, denn es sind vor allem Gaskraftwerke, 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: Steigende Stromrechnung in Deutschland und Großbritannien

Anders als am Großhandelsmarkt haben sich die Strompreise im deutschen Endkundengeschäft erhöht. Die durchschnittliche Steigerungsrate lag bei 3 % für Privathaushalte und 2 % 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 haben die Strompreise für Privathaushalte um 6 % angezogen. Eine Ursache dafür sind steigende Kosten für Energiesparmaßnahmen bei Haushalten, zu denen die großen Versorger vom Staat verpflichtet werden. Für Industrieunternehmen hat sich Strom um den gleichen Prozentsatz verteuert.

Im niederländischen Endkundengeschäft mussten Haushalte durchschnittlich 1 % weniger für Strom bezahlen als ein Jahr zuvor. Die Preise für Industrieunternehmen waren sogar um etwa 5 % rückläufig.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten lagen die Endkundenpreise ebenfalls unter dem Vorjahresniveau, teilweise sogar deutlich. In Polen betrug der Rückgang 2 % für Privathaushalte und 18 % für Industrieunternehmen. In der Slowakei verbilligte sich Strom für diese Kundengruppen um 9 bzw. 22 % und in Ungarn um 14 bzw. 7 %. Zurückzuführen ist das vor allem auf rückläufige Rohstoff- und Stromgroßhandelspreise.

WESENTLICHE EREIGNISSE

Im Berichtszeitraum

RWE stellt vertragliche Weichen zum Verkauf von RWE Dea

Ende März haben wir mit der in Luxemburg ansässigen Investmentgesellschaft LetterOne vertraglich vereinbart, dass sie unsere auf das Upstream-Geschäft mit Öl und Gas spezialisierte Tochter RWE Dea übernimmt. Die Transaktion basiert auf einem Unternehmenswert von rund 5,1 Mrd. €. Sie bedarf noch behördlicher Genehmigungen von mehreren Ländern, in denen RWE Dea tätig ist, und soll im weiteren Jahresverlauf abgeschlossen werden. Der Vorstand der RWE AG hatte bereits im März 2013 den Rückzug aus dem Geschäft mit der Exploration und Förderung von Öl und Gas beschlossen, weil der Zugang zu eigenen Gasquellen durch das Entstehen liquider Gashandelsmärkte seine strategische Bedeutung für uns verloren hat. Außerdem können wir durch den Verkauf erhebliche Mittel für Investitionen einsparen, die zur Ausschöpfung des Wachstumspotenzials von RWE Dea erforderlich sind.

Gaskraftwerk in Duisburg-Huckingen veräußert

Ende Februar haben wir den Verkauf unseres Gaskraftwerks in Duisburg-Huckingen abgeschlossen. Erworben wurde es von der Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (HKM), die uns 99 Mio. € dafür zahlte. Das Kraftwerk mit rund 600 Megawatt (MW) Nettoleistung ist seit Mitte der 1970er-Jahre in Betrieb und dient der Strom- und Dampferzeugung für das Hüttenwerk der HKM am gleichen Standort. RWE bleibt bis mindestens 2024 Betriebsführer.

Ausstieg aus dem niederländischen Fernwärmegeschäft

Ebenfalls abschließen konnten wir Anfang März die Veräußerung unseres niederländischen Fernwärmegeschäfts. Käufer sind der Pensionsfonds PGGM und der Energiedienstleister Dalkia. Die beiden Gesellschaften übernahmen außerdem drei Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung von uns. Die Anlagen in Helmond, Eindhoven und Enschede sind bisher von RWE Generation betrieben worden. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

Erfolgreiche Gaspreisrevision mit Gazprom

Ende Februar haben wir in der erneuten Preisrevision zu unserem defizitären Gasbezugsvertrag mit Gazprom eine Einigung erzielt. Wir konnten erreichen, dass der Kontrakt bis zum nächsten Revisionsstermin Anfang Juni 2016 keine negativen Auswirkungen auf unser Ergebnis mehr hat. Die Details der Vereinbarung unterliegen der Vertraulichkeit. Bereits Mitte 2015 wollen RWE und Gazprom erneut in Verhandlungen treten. Unser Ziel ist eine langfristige Lösung, die gewährleistet, dass der Vertrag auch nach Auslaufen der jetzt getroffenen Regelung nicht mehr unser Ergebnis belastet.

RWE reduziert Beteiligung am walisischen Offshore-Windpark Gwynt y Môr

Die britische Green Investment Bank wird von uns einen 10%-Anteil am Offshore-Windpark Gwynt y Môr vor der Küste von Nordwales übernehmen. Dies wurde Ende März vereinbart. Gwynt y Môr ist noch in der Bauphase. Ende 2014 soll der Windpark mit seiner vollen Kapazität von 576 MW am Netz sein. Den Erlös aus dem Beteiligungsverkauf in Höhe von 220 Mio. £ wollen wir in andere Projekte auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien investieren. Abgeschlossen wird die Transaktion erst nach Fertigstellung von Gwynt y Môr. Unsere Beteiligung an dem Windpark verringert sich dann von 60 auf 50%. Die weiteren Anteile werden von den Stadtwerken München (30%) und Siemens (10%) gehalten.

Gaskraftwerke Lingen und Claus C gehen zeitweise außer Betrieb

Anfang Februar haben wir bekannt gegeben, dass wir das neue Gaskraftwerk Claus C im niederländischen Maasbracht zum 1. Juli 2014 für unbestimmte Zeit vom Markt nehmen werden. Hintergrund ist die mangelnde Wirtschaftlichkeit der Anlage aufgrund immer kürzerer Einsatzzeiten und des stark verringerten Preisniveaus am Stromgroßhandelsmarkt. Das Kraftwerk bleibt allerdings erhalten, um ggf. bei verbesserten Marktkonditionen wieder eingesetzt werden zu können. Mitte März folgte die Ankündigung, dass wir unser hochmodernes Gaskraftwerk in Lingen temporär vom Netz nehmen – und zwar in den Monaten Mai bis August 2014. In diesem Zeitraum ist die Auslastung der Anlage wegen der saisonal höheren Stromeinspeisung aus Photovoltaikanlagen besonders gering. Die Gaskraftwerke in Maasbracht und Lingen haben erst 2012 bzw. 2010 den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Sie verfügen über eine Nettoleistung von 1.304 bzw. 876 MW und gehören mit Wirkungsgraden von fast 60% zu den effizientesten und klimafreundlichsten weltweit. Bereits im August 2013 hatten wir angekündigt, deutsche und niederländische Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 2.500 MW saisonal oder unbefristet vom Markt zu nehmen und zu konservieren.

RWE nutzt günstiges Marktumfeld für Aufstockung von zwei Anleihen und neue Kreditlinienvereinbarung

Angesichts der weiterhin außergewöhnlich guten Refinanzierungskonditionen am Kapitalmarkt haben wir im Februar zwei bestehende RWE-Anleihen aufgestockt: Zum einen erhöhten wir eine im Oktober 2013 begebene Anleihe um 300 Mio. € auf ein Gesamtvolumen von 800 Mio. €. Die Papiere haben einen Kupon von 3,0% und werden im Januar 2024 fällig. Zum anderen haben wir eine Privatplatzierung vom Oktober 2012, die wir 2013 bereits zweimal aufgestockt hatten, um weitere 61 Mio. € auf 500 Mio. € erhöht. Hier reicht die Laufzeit bis Oktober 2037. Darüber hinaus haben wir unsere syndizierte Kreditlinie über 4 Mrd. €, die uns ein internationales Bankenkonsortium gewährt hat, durch eine Vereinbarung über einen gleich hohen Betrag, aber mit für uns günstigeren Konditionen ersetzt. Die neue Kreditlinie ist bis Ende März 2019 befristet, kann aber zweimal um jeweils ein Jahr verlängert werden.

Nach Ablauf des Berichtszeitraums

Ungarisches Gasgeschäft verkauft

Mitte April haben wir die Veräußerung unserer Minderheitsbeteiligung am Budapester Gasversorger FÖGÁZ abgeschlossen. Der 49,8%-Anteil wurde vom staatlichen ungarischen Energiekonzern MVM übernommen. Die Transaktion hat ein Volumen von 41 Mrd. Forint (133 Mio. €). FÖGÁZ betreibt ein Gasnetz mit einer Gesamtlänge von 5.800 Kilometern und beliefert über 800 Tsd. Endkunden. Die restlichen 50,2% an dem Unternehmen werden von der Stadt Budapest gehalten. Hintergrund des Verkaufs ist der stark erhöhte regulatorische Druck im ungarischen Gasgeschäft.

Finanzgericht Hamburg setzt Zahlung der Kernbrennstoffsteuer aus

Im April hat das Finanzgericht Hamburg im sogenannten einstweiligen Rechtsschutz entschieden, dass die Vollziehung der Kernbrennstoffsteuer für unser Kernkraftwerk Emsland (Lingen) ausgesetzt wird. Der Beschluss bezieht sich auf bereits geleistete Zahlungen in Höhe von 393 Mio. €, die auf den Zeitraum von 2011 bis 2013 entfallen. Die Richter zweifeln an der Rechtmäßigkeit der zum 1. Januar 2011 eingeführten Abgabe. Allerdings hat das für die Steuererhebung zuständige Hauptzollamt Beschwerde gegen die Entscheidung eingelegt, über die nun der Bundesfinanzhof befinden muss. Einstweiligen Rechtsschutz haben wir auch für unser Kernkraftwerk Gundremmingen B und C beantragt. Hier liegt die Zuständigkeit beim Finanzgericht München, dessen

Entscheidung bei Abschluss dieses Berichts noch ausstand. Die Zahlungen für Guldremmungen summierten sich in den vergangenen drei Jahren auf 532 Mio. €. Ob die Kernbrennstoffsteuer rechtmäßig ist oder nicht, wird letztlich vom Bundesverfassungsgericht oder vom Europäischen Gerichtshof (EuGH) zu klären sein. Das Finanzgericht Hamburg hatte das Kernbrennstoffsteuergesetz im vergangenen Jahr dem Bundesverfassungsgericht zur Überprüfung vorgelegt und darüber hinaus zentrale Fragen zu der Steuer beim EuGH in Luxemburg anhängig gemacht (siehe Geschäftsbericht 2013, Seite 53). Mit Entscheidungen rechnen wir hier aber erst nach 2014. Bis dahin werden wir Rückstellungen in Höhe der von uns einbehaltenen oder an uns zurückgezahlten Steuerbeträge bilden. Die Beschlüsse des Finanzgerichts Hamburg haben somit keine Auswirkungen auf unsere Ertragslage.

Grünes Licht für Braunkohleförderung im dritten Umsiedlungsabschnitt von Garzweiler II

Ende April hat die nordrhein-westfälische Landesregierung offiziell festgestellt, dass sie die Nutzung von Braunkohle bis 2030 energiewirtschaftlich und energiepolitisch für notwendig hält. Damit ist der Weg frei für eine Fortführung des Planverfahrens zum dritten Umsiedlungsabschnitt des Tagebaus Garzweiler II. Die Landesregierung hat sich darüber hinaus zu den längerfristigen Perspektiven von Garzweiler II geäußert. Auf einer Pressekonferenz Ende März bekundete sie den politischen Willen, dass die im vierten Umsiedlungsabschnitt gelegenen Siedlungen (vor allem Holzweiler mit 1.400 Einwohnern) – entgegen vorliegender Genehmigungen – an Ort und Stelle verbleiben sollen. Zugleich kündigte die Landesregierung an, dass sie bis Mitte 2015 eine neue Leitentscheidung zur Braunkohlepolitik erarbeiten wird. Hierzu will sie Gespräche mit RWE, Vertretern der Region und anderen Beteiligten führen. Wir hoffen, dass der Entscheidungsfindungsprozess fair, transparent und konstruktiv sein wird. Dazu gehört nach unserer Auffassung auch Ergebnisoffenheit.

RWE zahlt Dividende von 1 € je Aktie

Die Hauptversammlung der RWE AG hat am 16. April 2014 dem Dividendenvorschlag von Vorstand und Aufsichtsrat für das Geschäftsjahr 2013 zugestimmt. Dieser sah eine Ausschüttung von 1 € je Stamm- und Vorzugsaktie vor. Die Dividendenzahlung entspricht 27 % des nachhaltigen Nettoergebnisses von 2013.

Bundesregierung beschließt Kabinettsentwurf zur Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes

Am 8. April hat die Bundesregierung den „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ verabschiedet. Die Novelle soll die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen und den Anstieg der Strompreise für Endverbraucher begrenzen. Sie sieht vor, dass die Kapazität von Solaranlagen und von Windkraft an Land (onshore) nur noch um jeweils 2,5 Gigawatt (GW) pro Jahr ausgebaut werden soll. Bei Überschreitung dieser Marke wird für die zusätzlichen Anlagen eine geringere Einspeisevergütung gewährt. Der Ersatz bestehender durch leistungsstärkere Windkraftanlagen ist in die Obergrenze nicht eingerechnet. Beim Ausbau der Windkraft auf hoher See (offshore) strebt die Bundesregierung bis Ende 2020 nur noch ein Kapazitätsziel von 6,5 GW statt bisher 10 GW an. Außerdem will die Bundesregierung Betreiber von Neuanlagen ab 500 Kilowatt zur Direktvermarktung von Ökostrom verpflichten und diese Vorgabe schrittweise auf kleinere Erzeugungseinheiten ausdehnen. Die Förderung der erneuerbaren Energien soll für Neuanlagen spätestens ab 2017 wettbewerblich über Auktionen organisiert werden. Wer Strom für den Eigenverbrauch produziert, wird nach dem Willen der Koalition künftig ebenfalls zur EEG-Finanzierung herangezogen. Allerdings sollen nur neue Erzeugungsanlagen davon betroffen sein. Unternehmen, die bereits jetzt Eigenstrom nutzen, und kleine Selbstverbraucher bleiben von der EEG-Umlage befreit. Der Deutsche Bundestag hat sich Anfang Mai in einer ersten Lesung mit der EEG-Novelle befasst. Geplant ist, dass er sie Ende Juni verabschiedet. Bereits zum 1. August soll die Novelle in Kraft treten.

EU-Kommission legt europarechtlichen Rahmen zur Ökostromförderung fest

Einen Tag nach Verabschiedung des Gesetzesentwurfs zur EEG-Reform hat die Europäische Kommission neue Vorschriften für staatliche Beihilfen auf den Gebieten des Umweltschutzes und der Energie verabschiedet. Damit legt sie für die Mitgliedstaaten den Rahmen verbindlich fest, innerhalb dessen nationale Beihilfen mit dem EU-Wettbewerbsrecht vereinbar sind und dementsprechend genehmigt werden können. Die neuen Vorschriften treten an die Stelle bestehender Leitlinien, die Ende 2014 auslaufen. Sie entsprechen in wesentlichen Punkten dem mit der deutschen EEG-Novelle eingeschlagenen Weg. Nach dem Willen der EU-Kommission muss die Förderung erneuerbarer Energien marktnäher gestaltet werden. Feste Einspeisevergütungen sollen auf längere Sicht durch Ausschreibungsverfahren für die Zuweisung der staatlichen Förderungen ersetzt werden. Außerdem tritt die Kommission für eine verstärkte Direktvermarktung von regenerativ erzeugtem Strom durch die Produzenten ein. Der Schritt hin zu mehr Marktintegration wird allerdings konterkariert durch zahlreiche Ausnahmeregelungen, von denen insbesondere kleinere Anlagen profitieren. Bei den Rabatten, die energieintensiven Unternehmen bei der EEG-Umlage gewährt werden, kommt die EU-Kommission der Bundesregierung entgegen: Die EU-Leitlinien räumen für eine begrenzte Zahl energieintensiver Wirtschaftszweige, die für die gesamte EU festgelegt sind, die Möglichkeit ein, Entlastungen bei der Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien zu gewähren. Für Branchen, die künftig nicht mehr zum Kreis der Begünstigten gehören, gibt es eine Übergangslösung.

In ihren Leitlinien greift die EU-Kommission auch die Pläne einiger Länder auf, einen Kapazitätsmechanismus zu schaffen. Ein solcher Mechanismus gewährleistet, dass Stromerzeuger neben den Erlösen aus dem Stromverkauf auch eine Vergütung dafür erhalten, dass sie gesicherte Kraftwerksleistung vorhalten. Wegen des zunehmenden Anteils schwankender Wind- und Solarstromspeisungen kommt diesem Aspekt immer größere Bedeutung zu. Die Kommission hält an ihrer Auffassung fest, dass Kapazitätsmechanismen nur dann geschaffen werden sollten, wenn Bedenken im Hinblick auf eine ausreichende Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten nicht durch andere Maßnahmen ausgeräumt werden können, etwa durch Netzausbau oder Flexibilisierung der Stromnachfrage.

ANMERKUNGEN ZUR BERICHTSWEISE

RWE-Konzern							
Konventionelle Stromerzeugung	Vertrieb/ Verteilnetze Deutschland	Vertrieb Niederlande/ Belgien	Vertrieb Großbritannien	Zentralost-/ Südosteuropa	Erneuerbare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Midstream
RWE Generation	RWE Deutschland	Essent	RWE npower	RWE East	RWE Innogy	RWE Dea	RWE Supply & Trading
Interne Dienstleister RWE Consulting RWE Group Business Services RWE IT RWE Service							

Stand: 31. März 2014

Konzernstruktur mit acht Unternehmensbereichen

In der Finanzberichterstattung über das Geschäftsjahr 2014 ist der RWE-Konzern in acht Segmente untergliedert, die auch als „Unternehmensbereiche“ bezeichnet werden. Sie sind nach nationalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt und stellen sich wie folgt dar:

- **Konventionelle Stromerzeugung:** In diesem Unternehmensbereich ist unser Stromerzeugungsgeschäft in Deutschland, den Niederlanden, Großbritannien und der Türkei 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 ihr gehören die Gesellschaften Westnetz, RWE Vertrieb (inkl. primo und RWE Energiedienstleistungen), RWE Effizienz, RWE Gasspeicher und unsere deutschen Regionalgesellschaften. 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 den Vertrieb, die Verteilung und die Speicherung von Gas. Hier sind wir nationaler Marktführer. Nicht mehr enthalten sind der Transport und Transit von Gas: 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 Strom-Endkundengeschäft 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. Seit Kurzem bauen wir dort den Vertrieb von Energieprodukten auf. Letzteres gilt auch für Rumänien und die Türkei, wo wir mit der Vermarktung von Strom begonnen haben.

- **Erneuerbare Energien:** Hier weisen wir die Zahlen von RWE Innogy aus. Die Gesellschaft produziert Strom und Wärme aus regenerativen Quellen, insbesondere aus Wind- und Wasserkraft sowie in geringem Umfang aus Biomasse. Ihre wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Spanien und Polen.
- **Upstream Gas & Öl:** Dieser Bereich deckt das Geschäft von RWE Dea ab. Das Unternehmen fördert Erdgas und Rohöl. Regionale Schwerpunkte sind Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Ägypten. Wie auf Seite 7 erläutert, werden wir uns voraussichtlich in der zweiten Jahreshälfte von RWE Dea trennen. Im vorliegenden Zwischenabschluss zum ersten Quartal 2014 ist die Gesellschaft letztmalig als fortgeführte Aktivität erfasst. In der weiteren Berichterstattung über das laufende Jahr werden wir sie gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) rückwirkend zum 1. Januar als „nicht fortgeführte Aktivität“ ausweisen und die Vorjahreszahlen entsprechend anpassen (siehe dazu auch Seite 26).
- **Trading/Gas Midstream:** Die hier angesiedelte RWE Supply & Trading 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 Group Business Services, RWE Service, RWE IT und RWE Consulting. In der Position enthalten ist auch unsere Minderheitsbeteiligung am Stromübertragungsnetzbetreiber Amprion.

Neue Rechnungslegungsstandards machen Anpassungen der Zahlen für 2013 erforderlich

Im Geschäftsjahr 2014 wenden wir erstmals den neuen Rechnungslegungs-Standard IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ (2011) an. Bestimmte Unternehmensbeteiligungen, die bislang mittels der Equity-Methode bilanziert wurden, sind fortan als gemeinschaftliche Tätigkeiten abzubilden (siehe Erläuterung im Anhang auf Seite 35). In den Vorjahresabschlüssen ist die neue Vorgehensweise ebenfalls – rückwirkend – anzuwenden. Die im vorliegenden Bericht ausgewiesenen Zahlen für 2013 weichen daher teilweise von den früher veröffentlichten Werten ab. Weitere Abweichungen ergeben sich aus dem Rechnungslegungs-Standard IAS 19 „Leistungen für Arbeitnehmer“ (2011). Dieser Standard ist zwar bereits im Geschäftsjahr 2013 angewendet worden, allerdings erfolgten bestimmte rückwirkende Anpassungen erst nach dem Abschluss zum ersten Quartal 2013.

GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Stromerzeugung der Unternehmensbereiche Januar – März	Braunkohle		Steinkohle		Gas		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Öl, Sonstige		RWE-Konzern	
	2014	2013	2014	2013 ¹	2014	2013	2014	2013 ¹	2014	2013	2014	2013	2014	2013 ¹
in Mrd. kWh														
Konventionelle Stromerzeugung	18,9	19,8	10,9	16,2	8,0	10,1	7,9	8,8	0,3	1,7	0,5	0,7	46,5	57,3
Davon:														
Deutschland ²	18,9	19,8	6,7	9,4	0,7	2,0	7,6	8,5	0,1	0,1	0,5	0,7	34,5	40,5
Niederlande/Belgien	-	-	2,4	1,9	0,9	1,5	0,3	0,3	0,2	0,4	-	-	3,8	4,1
Großbritannien	-	-	1,8	4,9	5,5	6,6	-	-	-	1,2	-	-	7,3	12,7
Türkei	-	-	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	-	0,9	-
Zentralost-/Südosteuropa	1,4	1,4	-	-	0,1	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1,4
Erneuerbare Energien ²	-	-	-	-	-	0,1	-	-	2,6	2,2	-	-	2,6	2,3
RWE-Konzern³	20,3	21,2	11,9	17,1	8,3	10,5	7,9	8,8	3,1	4,2	0,5	0,7	52,0	62,5

1 Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

2 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Im ersten Quartal 2014 waren dies im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung 4,1 Mrd. kWh (Vorjahr: 6,6 Mrd. kWh), davon 3,6 Mrd. kWh aus Steinkohlekraftwerken (Vorjahr: 5,8 Mrd. kWh), und im Unternehmensbereich Erneuerbare Energien 0,2 Mrd. kWh (Vorjahr: 0,2 Mrd. kWh).

3 Inkl. geringer Erzeugungsmengen anderer Unternehmensbereiche

Stromerzeugung um 17% gesunken

Im ersten Quartal 2014 hat der RWE-Konzern 52,0 Mrd. kWh Strom produziert. Das sind 10,5 Mrd. kWh bzw. 17% weniger als im Vorjahreszeitraum. Den deutlichsten Rückgang verzeichneten wir in der Steinkohleerzeugung. Eine wesentliche Rolle spielte dabei, dass wir Ende März 2013 den Betrieb des britischen Kraftwerks 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 führte überdies der gesunkene Strompreis zu einer geringeren Nutzung von Steinkohleblöcken. Verschlechtert haben sich die Marktbedingungen auch für unsere Gaskraftwerke, die ebenfalls weniger im Einsatz waren. Bei den Energieträgern Braunkohle und Kernkraft verursachten ungeplante Anlagenstillstände Mengeneinbußen. Darüber hinaus führte die Stilllegung des britischen Kraftwerks Tilbury dazu, dass wir weniger Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt haben. 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 und musste im August 2013 stillgelegt werden. Positiven Einfluss auf die Stromproduktion hatte der Ausbau unserer Windkraftkapazitäten, so u. a. die sukzessive Inbetriebnahme von Turbinen des britischen Offshore-Windparks Gwynt y Môr. Auch das hohe Windaufkommen in weiten Teilen Europas schlug sich in zusätzlichen Erzeugungsmengen nieder.

Strom produzieren wir nicht nur selbst, sondern beziehen ihn auch von konzernexternen Anbietern. Im Berichtsquartal beliefen sich diese Bezüge auf 18,5 Mrd. kWh, gegenüber 13,5 Mrd. kWh im Vorjahreszeitraum.

Deutlicher Anstieg der Gas- und Ölförderung

RWE Dea förderte im Berichtszeitraum 865 Mio. m³ Gas und 675 Tsd. m³ Öl. Rechnet man das Gas in Öläquivalente um und addiert es zum Rohöl, ergibt sich eine Gesamtförderung von 1.513 Tsd. m³ bzw. 9,5 Mio. Barrel. Ein Jahr zuvor waren es 1.242 Tsd. m³ bzw. 7,8 Mio. Barrel gewesen. Beim Erdgas hat sich die Produktion um 30% erhöht. Eine wesentliche Rolle spielte dabei, dass wir in der zweiten Jahreshälfte 2013 die Produktion im britischen Nordseefeld Breagh und in der ägyptischen Konzession Disouq aufgenommen haben. Außerdem konnten wir die Förderung aus dem norwegischen Feld Snøhvit steigern, nachdem diese im Vorjahreszeitraum für Instandhaltungsmaßnahmen unterbrochen werden musste. Gegenläufig machte sich der natürliche Mengenrückgang bemerkbar, der mit der Ausschöpfung von Reserven zwangsläufig einhergeht. Dies betraf vor allem unsere Felder in Deutschland. Auch bei der Rohölförderung konnten wir deutlich zulegen, und zwar um 13%. Zuzuordnen ist das vor allem unseren Aktivitäten in Norwegen.

Außenabsatz Strom Januar – März in Mrd. kWh	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteilern		Stromhandel		Gesamt	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Konventionelle Stromerzeugung	0,1	0,1	0,3	0,2	2,9	2,4	–	–	3,3	2,7
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	6,4	7,2	7,1	6,9	18,9	18,8	–	–	32,4	32,9
Vertrieb Niederlande/Belgien	3,2	3,1	2,3	3,4	–	0,4	–	–	5,5	6,9
Vertrieb Großbritannien	4,2	5,3	7,8	7,8	0,6	–	–	–	12,6	13,1
Zentralost-/Südosteuropa	2,3	2,3	2,4	2,2	1,8	1,4	–	–	6,5	5,9
Erneuerbare Energien	–	–	–	–	0,6	0,6	–	–	0,6	0,6
Trading/Gas Midstream	–	–	5,9	3,8	–	–	0,2	5,0	6,1	8,8
RWE-Konzern	16,2	18,0	25,8	24,3	24,8	23,6	0,2	5,0	67,0	70,9

Stromabsatz 6% niedriger als 2013

Im ersten Quartal 2014 haben wir 67,0 Mrd. kWh Strom an konzernexterne Kunden geliefert und damit 6% weniger als 2013. Das ergibt sich in erster Linie aus dem Rückgang unserer Erzeugungsmengen. Er hatte zur Folge, 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. Außerdem beobachten wir 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 bei den Weiterverteilern aus. Positiven Einfluss auf die Absatzentwicklung hatte, dass wir mit einigen Industrie- und Geschäftskunden neue Lieferbeziehungen aufbauen konnten. Außerdem haben einige große Bestandskunden mehr Strom bei uns nachgefragt, besonders im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream. Der deutliche Mengenanstieg, den wir in diesem Bereich bei Industrie- und Geschäftskunden ausweisen, beruht zum Teil aber auch auf einer geänderten Kundenzuordnung zwischen Essent und RWE Supply & Trading.

Außenabsatz Gas Januar – März in Mrd. kWh	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	9,6	12,3	6,1	6,6	16,2	16,2	31,9	35,1
Vertrieb Niederlande/Belgien	14,9	19,9	9,1	14,5	–	–	24,0	34,4
Vertrieb Großbritannien	13,4	19,8	0,6	0,7	2,4	–	16,4	20,5
Zentralost-/Südosteuropa	6,7	9,3	8,3	9,9	0,4	0,3	15,4	19,5
Upstream Gas & Öl	–	–	1,8	1,6	2,5	3,8	4,3	5,4
Trading/Gas Midstream	–	–	5,4	4,8	5,7	7,2	11,1	12,0
RWE-Konzern	44,6	61,3	31,3	38,1	27,2	27,5	103,1	126,9

Gasabsatz witterungsbedingt um 19% gesunken

Unser Gasabsatz ist um 19% auf 103,1 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 trug dazu auch der erwähnte Trend zum Energiesparen bei. Eine Rolle spielte auch der Ende 2013 abgeschlossene Verkauf der britischen Vertriebstochter Gas Plus Supply an Telecom Plus, der – 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 führte. Dass wir bei den Weiterverteilern trotzdem leicht rückläufige Mengen ausweisen, ist größtenteils auf den Witterungseinfluss zurückzuführen. Im Segment der Industrie- und Geschäftskunden bekamen wir den steigenden Wettbewerbsdruck zu spüren, zuletzt besonders in den Niederlanden: Dort haben zahlreiche von uns belieferte Unternehmen den Anbieter gewechselt.

Außenumsatz in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Konventionelle Stromerzeugung	417	418	-0,2	1.570
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	7.116	6.951	2,4	25.718
Vertrieb Niederlande/Belgien	1.708	2.441	-30,0	6.308
Vertrieb Großbritannien	2.678	2.846	-5,9	8.982
Zentralost-/Südosteuropa	1.243	1.583	-21,5	4.852
Erneuerbare Energien	76	116	-34,5	402
Upstream Gas & Öl	455	466	-2,4	1.837
Trading/Gas Midstream	948	1.200	-21,0	4.295
Sonstige, Konsolidierung	22	25	-12,0	88
RWE-Konzern	14.663	16.046	-8,6	54.052
Erdgas-/Stromsteuer	763	898	-15,0	2.677
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	13.900	15.148	-8,2	51.375

1 Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Außenumsatz 9% unter Vorjahr

RWE erwirtschaftete einen Außenumsatz von 14.663 Mio. € (inkl. Erdgas- und Stromsteuer). Das sind 9% weniger als im ersten Quartal 2013. Der deutliche Rückgang ist dem Gasgeschäft zuzuordnen: Wegen der überwiegend witterungsbedingten Absatzeinbußen sind hier die Erlöse um 20% auf 4.576 Mio. € eingebrochen. Der Stromumsatz blieb dagegen mit 8.957 Mio. € trotz niedrigerer Liefermengen so gut wie unverändert. Hauptgrund dafür sind Preisanpassungen im deutschen und britischen Endkundengeschäft. In Deutschland haben einige unserer Regionalgesellschaften die Tarife für Privat- und Gewerbekunden angehoben. Sie

reagierten damit auf einen Anstieg der Vorkosten, vor allem der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Auch unsere britischen Privatkundentarife lagen über dem Vorjahresniveau. Ein preistreibender Faktor sind hier die hohen Aufwendungen für Energieeinsparungen bei britischen Haushalten, die von den großen Versorgern im Rahmen des staatlichen Programms „Energy Companies Obligation“ (ECO) erbracht werden müssen. Allerdings will die britische Regierung die ECO-Belastungen reduzieren. RWE npower hat dies zum Anlass genommen, die Haushaltstarife zum 28. Februar 2014 wieder etwas zu senken. Die Entwicklung des Konzernumsatzes wurde in geringem Umfang auch durch den Verkauf von Geschäftsaktivitäten und durch Wechselkursänderungen beeinflusst. Das britische Pfund kostete im Quartalsdurchschnitt 1,21 € und damit etwas mehr als im gleichen Zeitraum des Vorjahres (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 7 % gesunken.

Außenumsatz nach Produkten in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Stromerlöse	8.957	8.962	-0,1	34.896
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	5.277	5.093	3,6	20.643
Vertrieb Niederlande/Belgien	574	742	-22,6	2.278
Vertrieb Großbritannien	1.699	1.611	5,5	6.168
Zentralost-/Südosteuropa	563	601	-6,3	2.310
Trading/Gas Midstream	596	657	-9,3	2.701
Gaserlöse	4.576	5.705	-19,8	14.616
Davon:				
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.537	1.561	-1,5	4.128
Vertrieb Niederlande/Belgien	1.117	1.629	-31,4	3.850
Vertrieb Großbritannien	856	983	-12,9	2.312
Zentralost-/Südosteuropa	647	950	-31,9	2.421
Upstream Gas & Öl	99	141	-29,8	501
Trading/Gas Midstream	319	440	-27,5	1.402
Ölerlöse	371	341	8,8	1.325
Davon:				
Upstream Gas & Öl	342	304	12,5	1.257
Trading/Gas Midstream	29	37	-21,6	68
Sonstige Erlöse	759	1.038	-26,9	3.215
RWE-Konzern	14.663	16.046	-8,6	54.052

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Innenumsatz in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Konventionelle Stromerzeugung	2.045	2.393	-14,5	9.096
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	281	304	-7,6	1.244
Vertrieb Niederlande/Belgien	9	176	-94,9	186
Vertrieb Großbritannien	91	73	24,7	277
Zentralost-/Südosteuropa	74	100	-26,0	292
Erneuerbare Energien	178	176	1,1	534
Upstream Gas & Öl	119	66	80,3	263
Trading/Gas Midstream	6.642	7.217	-8,0	23.859

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

EBITDA in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Konventionelle Stromerzeugung	780	1.018	-23,4	2.455
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	726	910	-20,2	2.274
Großbritannien	54	112	-51,8	165
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	824	762	8,1	2.316
Vertrieb Niederlande/Belgien	86	186	-53,8	368
Vertrieb Großbritannien	148	297	-50,2	366
Zentralost-/Südosteuropa	342	449	-23,8	1.281
Erneuerbare Energien	154	149	3,4	454
Upstream Gas & Öl	308	283	8,8	938
Trading/Gas Midstream	10	-45	-	841
Sonstige, Konsolidierung	-63	-34	-85,3	-177
RWE-Konzern	2.589	3.065	-15,5	8.842

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
Konventionelle Stromerzeugung	559	744	-24,9	1.384
Davon:				
Kontinentalwesteuropa	564	711	-20,7	1.451
Großbritannien	-1	37	-	-76
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	656	595	10,3	1.626
Vertrieb Niederlande/Belgien	70	165	-57,6	278
Vertrieb Großbritannien	128	278	-54,0	290
Zentralost-/Südosteuropa	286	383	-25,3	1.032
Erneuerbare Energien	97	89	9,0	203
Upstream Gas & Öl	192	191	0,5	521
Trading/Gas Midstream	6	-47	-	831
Sonstige, Konsolidierung	-84	-58	-44,8	-275
RWE-Konzern	1.910	2.340	-18,4	5.890

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Betriebliches Ergebnis 18 % unter Vorjahr

Im ersten Quartal 2014 erzielten wir ein EBITDA von 2.589 Mio. € und ein betriebliches Ergebnis von 1.910 Mio. €. Damit blieben wir um 16% bzw. 18% hinter den jeweiligen Vorjahreswerten zurück. Neben Margenverschlechterungen in der konventionellen Stromerzeugung haben witterungsbedingte Erlöseinbußen im Gasvertrieb dazu beigetragen. 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 13 bzw. 15%.

In den Unternehmensbereichen zeigte sich folgende Entwicklung beim betrieblichen Ergebnis:

- Konventionelle Stromerzeugung: Das betriebliche Ergebnis lag hier mit 559 Mio. € um 25% unter dem Vorjahresniveau. Ausschlaggebend dafür ist, dass wir für unsere diesjährige deutsche und niederländische Stromerzeugung einen niedrigeren Marktpreis erzielten als für die von 2013. Dies konnte durch preisbedingte Entlastungen beim Einkauf von Brennstoffen (insbesondere Steinkohle) und CO₂-Emissionsrechten nur zu einem geringen Teil aufgefangen werden. Weitere Ergebniseinbußen resultierten aus der Stilllegung der britischen Kraftwerke Didcot A und Tilbury (siehe Seite 13). Fortgesetzte Kostensenkungsmaßnahmen halfen uns dabei, den Ertragsrückgang in der konventionellen Stromerzeugung zu begrenzen. Im Übrigen fielen niedrigere Abschreibungen an. Das ergibt sich u. a. aus den hohen Wertberichtigungen auf unser niederländisches Erzeugungsportfolio, die wir im Jahresabschluss 2013 vorgenommen haben.
- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs hat sich trotz witterungsbedingter Ertragseinbußen im Gasgeschäft um 10% auf 656 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 kostensenkende Maßnahmen zugute. Außerdem erzielten wir höhere Erträge aus der Veräußerung von Netzen.
- Vertrieb Niederlande/Belgien: Das betriebliche Ergebnis des Segments erreichte mit 70 Mio. € nicht einmal die Hälfte des Vorjahresniveaus. Zuzuordnen ist das vor allem dem Gasvertrieb: Hier wirkten sich zum einen die witterungsbedingten Erlöseinbußen aus; zum anderen führte steigender Wettbewerbsdruck dazu, dass sich die Margen verschlechterten. Positiven Ergebniseinfluss hatte unser Effizienzsteigerungsprogramm.
- Vertrieb Großbritannien: Bei RWE npower hat sich das Ergebnis mit 128 Mio. € ebenfalls mehr als halbiert. Ohne Wechselkurseffekte ergab sich ein Minus von 55%. Stark erhöht haben sich die Aufwendungen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen bei Haushalten, die wir im Rahmen des staatlichen ECO-Programms erbringen müssen. Im ersten Quartal 2013 war ECO noch in der Anlaufphase gewesen und hatte deshalb noch keine nennenswerten Kosten verursacht. Gestiegen ist auch der Aufwand für die Netznutzung und den Bezug von Strom und Gas. Zwar haben wir Anfang Dezember 2013 die Haushaltstarife angehoben. Dies konnte die genannten Belastungen aber nur zu einem Teil abfedern. Weitere Ergebniseinbußen ergaben sich aus dem erwähnten Verkauf von Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply: Die insgesamt 770 Tsd. Kunden der ehemaligen Vertriebstöchter versorgen wir nun nicht mehr direkt, sondern indirekt über ihren neuen Eigentümer Telecom Plus. Dadurch erzielten wir niedrigere Margen. Auch die mildere Witterung belastete das Ergebnis. Dem standen positive Effekte aus unserem Effizienzsteigerungsprogramm gegenüber.
- Zentralost-/Südosteuropa: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs ist um 25% auf 286 Mio. € gesunken, vor allem wegen des Verkaufs von NET4GAS zum 2. August 2013. Der tschechische Ferngasnetzbetreiber hatte im Vorjahreszeitraum 74 Mio. € zum Ergebnis beigesteuert. Ohne Effekte aus NET4GAS und aus der Währungsumrechnung schloss der Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa um 3% unter dem 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 die milde Witterung zu Ertragseinbußen im Gasgeschäft. Außerdem haben wir dort wegen des hohen Wettbewerbsdrucks die Endkundenpreise gesenkt und mussten deshalb Margenverluste hinnehmen. Leicht verbessert hat sich dagegen die Ertragslage im polnischen Stromgeschäft.

- Erneuerbare Energien: Das betriebliche Ergebnis von RWE Innogy lag mit 97 Mio. € um 9% über Vorjahr, vor allem wegen der stark erhöhten Stromerzeugung aus Windkraft. Gegenläufig wirkte, dass die spanische Regierung die Fördersätze für Strom aus erneuerbaren Energien gekürzt hat. Außerdem trugen die deutschen Biomasseaktivitäten 2014 kaum noch zum Ergebnis von RWE Innogy bei; sie sind zum 1. Januar 2014 nahezu komplett auf den Unternehmensbereich Vertrieb/Verteilnetze Deutschland übertragen worden.
- Upstream Gas & Öl: Trotz deutlich gestiegener Gas- und Ölfördermengen blieb das Ergebnis von RWE Dea mit 192 Mio. € nahezu unverändert. Eine wesentliche Ursache dafür war, dass die realisierten Öl- und Gaspreise unter dem Vorjahresniveau lagen; beim Öl wirkte sich dabei auch der schwächere Dollarkurs aus. Darüber hinaus stieg der Explorationsaufwand, denn RWE Dea ist bei mehreren Explorationsbohrungen nicht fündig geworden und hat die Ausgaben dafür deshalb direkt als Aufwand erfasst, anstatt sie zu aktivieren.
- Trading/Gas Midstream: Der Bereich erzielte ein betriebliches Ergebnis von 6 Mio. €, gegenüber –47 Mio. € im Vorjahr. Dabei kam uns die Ende Februar 2014 erzielte Einigung im Preisrevisionsverfahren 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. Negativ wirkte der Rückgang der Gasgroßhandelspreise, denn er hatte zur Folge, dass wir die Bewertung unseres in Deutschland und den Niederlanden eingespeicherten Gases nach unten anpassen mussten. Die Performance im Handelsgeschäft übertraf zwar die von 2013, allerdings war ein Großteil der Erträge noch nicht IFRS-wirksam und schlug sich damit noch nicht im betrieblichen Ergebnis nieder.

Neutrales Ergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013
Veräußerungsgewinne	110	4	106	476
Ergebniseffekte aus Derivaten	88	136	-48	72
Firmenwert-Abschreibungen	-	-	-	-1.404
Restrukturierungen, Sonstige	-20	-44	24	-4.619
Neutrales Ergebnis	178	96	82	-5.475

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Überleitung zum Nettoergebnis nur in geringem Maße durch Sondereffekte beeinflusst

Das neutrale Ergebnis, in dem wir nicht-operative Einmaleffekte erfassen, erhöhte sich um 82 Mio. € auf 178 Mio. €. Ausschlaggebend dafür waren Erträge aus der Veräußerung unseres Gaskraftwerks in Duisburg-Huckingen und des niederländischen Fernwärmegeschäfts (siehe Seite 7). Durch die Bilanzierung bestimmter Derivate, mit denen wir Termingeschäfte preislich absichern, fielen per Saldo Erträge von 88 Mio. € an, gegenüber 136 Mio. € im Vorjahr. 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 wieder aufheben.

Finanzergebnis in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013 ¹
Zinserträge	48	93	-45	323
Zinsaufwendungen	-257	-296	39	-1.073
Zinsergebnis	-209	-203	-6	-750
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-250	-239	-11	-977
Übriges Finanzergebnis	6	14	-8	-165
Finanzergebnis	-453	-428	-25	-1.892

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Das Finanzergebnis verschlechterte sich um 25 Mio. € auf -453 Mio. €. Unser Fremdfinanzierungsaufwand war niedriger als 2013, aber auch die Zinserträge. Die Zinsanteile an den Zuführungen zu den langfristigen Rückstellungen lagen etwas über Vorjahr, weil die „Sonstigen langfristigen Rückstellungen“ gestiegen sind. Im „Übrigen Finanzergebnis“ wirkte sich aus, dass geringere Erträge aus der Bewertung von Finanzgeschäften anfielen.

Das Ergebnis vor Steuern belief sich auf 1.635 Mio. €. Das sind 19% weniger als 2013. Unsere Steuerquote ist um sechs Prozentpunkte auf 31% gestiegen, u. a. weil wir einen größeren Ergebnisanteil in Ländern mit vergleichsweise hohen Steuersätzen erzielten. Bei unserer spanischen Windkrafttochter AERSA haben wir zudem aktive latente Steuern abgeschrieben; gebildet worden waren sie für Verlustvorträge, die wir aber voraussichtlich nicht mehr nutzen können. Nach Steuern hat sich unser Ergebnis um 25% auf 1.123 Mio. € verringert.

Überleitung zum Nettoergebnis		Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in %	Jan – Dez 2013 ¹
EBITDA	Mio. €	2.589	3.065	-15,5	8.842
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-679	-725	6,3	-2.952
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	1.910	2.340	-18,4	5.890
Neutrales Ergebnis	Mio. €	178	96	85,4	-5.475
Finanzergebnis	Mio. €	-453	-428	-5,8	-1.892
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	1.635	2.008	-18,6	-1.477
Ertragsteuern	Mio. €	-512	-507	-1,0	-966
Ergebnis	Mio. €	1.123	1.501	-25,2	-2.443
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	102	108	-5,6	210
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	26	26	-	104
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	995	1.367	-27,2	-2.757
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	838	1.300	-35,5	2.314
Ergebnis je Aktie	€	1,62	2,22	-27,0	-4,49
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	1,36	2,11	-35,5	3,76
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,7	-	614,7
Steuerquote	%	31	25	-	-

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter lagen mit 102 Mio. € in der Größenordnung des Vorjahres. Auf unsere Hybridkapitalgeber entfielen unverändert Ergebnisanteile von 26 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 27% verringertes Nettoergebnis von 995 Mio. €. Bei 614,7 Millionen ausstehenden RWE-Aktien entspricht dies einem Ergebnis je Aktie von 1,62 € (Vorjahr: 2,22 €).

Nachhaltiges Nettoergebnis um 36% 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. Im ersten Quartal 2014 lag das nachhaltige Nettoergebnis bei 838 Mio. € und damit um 36% unter dem Vorjahreswert (1.300 Mio. €).

Investitionen in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013 ¹
Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte				
Konventionelle Stromerzeugung	337	274	63	1.374
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	69	66	3	871
Vertrieb Niederlande/Belgien	3	7	-4	28
Vertrieb Großbritannien	27	11	16	106
Zentralost-/Südosteuropa	34	38	-4	320
Erneuerbare Energien	223	214	9	1.077
Upstream Gas & Öl	150	129	21	663
Trading/Gas Midstream	1	2	-1	14
Sonstige, Konsolidierung	31	19	12	58
Gesamt	875	760	115	4.511
Investitionen in Finanzanlagen	23	7	16	130
Investitionen gesamt	898	767	131	4.641

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Investitionen um 17% über Vorjahr

Der RWE-Konzern investierte 898 Mio. € und damit 131 Mio. € bzw. 17% mehr als im Vorjahreszeitraum. Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte setzten wir 875 Mio. € ein. Gegenüber 2013 ist das ein Plus von 115 Mio. €. Die Ausgaben für Finanzanlagen fielen mit 23 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €) nicht ins Gewicht. Der Ausbau und die Modernisierung unserer Stromerzeugungskapazitäten sind weiterhin Schwerpunkt unserer Investitionstätigkeit. Dies betrifft vor allem den Bereich Konventionelle Stromerzeugung: Der Mitteleinsatz konzentrierte sich hier auf unser Kraftwerksneubauprogramm, das wir 2014 mit der Fertigstellung der Steinkohledoppelblöcke in Hamm (1.528 MW) und Eemshaven (1.554 MW) abschließen wollen. Auch auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien haben wir viel investiert. Wichtigste Einzelvorhaben sind hier die Offshore-

Windparks Gwynt y Môr (576 MW) vor der Küste von Nordwales und Nordsee Ost (295 MW) nahe Helgoland; die Windparks sollen Ende 2014 bzw. Mitte 2015 mit allen Turbinen am Netz sein. Investitionen größeren Umfangs tätigte auch RWE Dea: Eingesetzt wurden die Mittel u. a. für die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Produktionstätigkeit, aber auch für laufende Förderprojekte. Ausgabenschwerpunkt in den Bereichen Vertrieb/Verteilnetze Deutschland und Zentralost-/Südosteuropa waren Maßnahmen zur Verbesserung der Strom- und Gasnetzinfrastruktur. In unserem britischen Vertriebsgeschäft lag der Fokus auf der Entwicklung und Einführung intelligenter Stromzähler.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013 ¹	+/- in Mio. €	Jan – Dez 2013 ¹
Funds from Operations	1.792	2.188	-396	6.914
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-1.635	-2.125	490	-1.338
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	157	63	94	5.576
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-293	-429	136	-2.474
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-142	1.094	-1.236	-1.857
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	1	-8	9	-19
Veränderung der flüssigen Mittel	-277	720	-997	1.226
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	157	63	94	5.576
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-873	-760	-113	-4.505
Free Cash Flow	-716	-697	-19	1.071

¹ Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Operativer Cash Flow durch saisonale Effekte geprägt

Mit 157 Mio. € fiel unser Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit – wie schon im Vorjahreszeitraum – vergleichsweise niedrig aus. Maßgeblich dafür sind saisonale Einflüsse, die sich in Veränderungen des Nettoumlaufvermögens widerspiegeln. Eine Rolle spielt hier, dass der Strom- und Gasabsatz im ersten Quartal überdurchschnittlich hoch ist, während die Zahlungen der Kunden gleichmäßig über das Jahr erfolgen. Dies führt typischerweise zu einem hohen Forderungsaufbau im Vertriebsgeschäft und einem dementsprechend niedrigeren operativen Cash Flow. Durch unsere Investitionstätigkeit sind im Berichtszeitraum 293 Mio. € abgeflossen und damit wesentlich weniger, als wir für Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Finanzanlagen ausgegeben haben. Zu erklären ist das mit Einnahmen aus dem Verkauf von Beteiligungen und Sachanlagen, die gegenzurechnen sind. Trotz der auf Seite 8 erwähnten Anleiheaufstockungen führte die Finanzierungstätigkeit zu einem Mittelabfluss von 142 Mio. €. Ein Grund dafür ist, dass wir im Rahmen von Gastermingeschäften Sicherheitsleistungen erbracht haben. Auch Ausschüttungen an Minderheitsgesellschafter kamen zum Tragen. Per saldo haben die dargestellten Zahlungsströme den Liquiditätsbestand um 277 Mio. € verringert.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Mit -716 Mio. € lag dieser nahe am Vorjahreswert (-697 Mio. €).

Leichter Anstieg der Nettoschulden

Unsere Nettoschulden lagen zum 31. März 2014 bei 31,5 Mrd. € und damit etwas über dem Stand zum Vorjahresende (30,7 Mrd. €). Hauptursache für den Anstieg war der negative Free Cash Flow. Hinzu kam, dass wir die Pensionsrückstellungen angehoben (0,2 Mrd. €) und Ausschüttungen an Minderheitsgesellschafter geleistet haben (0,1 Mrd. €). Gegenläufig wirkten Einnahmen aus dem Verkauf von Anlagevermögen (-0,3 Mrd. €).

Nettoschulden in Mio. €	31.03.2014	31.12.2013 ¹	+/- in %
Flüssige Mittel	3.673	3.950	-7,0
Wertpapiere	3.065	3.262	-6,0
Sonstiges Finanzvermögen	1.403	1.156	21,4
Finanzvermögen	8.141	8.368	-2,7
Anleihen, Schuldscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	16.563	16.224	2,1
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.375	2.464	-3,6
Finanzverbindlichkeiten	18.938	18.688	1,3
Nettofinanzschulden	10.797	10.320	4,6
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.440	6.227	3,4
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.466	10.411	0,5
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.977	2.952	0,8
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	796	817	-2,6
Zuzüglich 50% des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	1.337	1.351	-1,0
Abzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-541	-534	-1,3
Nettoschulden des RWE-Konzerns	31.476	30.727	2,4

1 Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

Konzernbilanzstruktur	31.03.2014		31.12.2013 ¹	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	57.280	67,8	56.905	69,9
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	13.394	15,9	13.409	16,5
Davon: Sachanlagen	34.193	40,5	34.217	42,0
Kurzfristiges Vermögen	27.158	32,2	24.476	30,1
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte ²	18.391	21,8	15.326	18,8
Gesamt	84.438	100,0	81.381	100,0
Passiva				
Eigenkapital	12.432	14,7	12.137	14,9
Langfristige Schulden	46.035	54,5	47.383	58,2
Davon: Rückstellungen	27.580	32,7	27.351	33,6
Davon: Finanzverbindlichkeiten	14.875	17,6	16.539	20,3
Kurzfristige Schulden	25.971	30,8	21.861	26,9
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten ³	15.397	18,2	13.323	16,4
Gesamt	84.438	100,0	81.381	100,0

1 Teilweise angepasste Werte; siehe Erläuterung auf Seite 12.

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

3 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

Bilanzstruktur: Leichter Rückgang der Eigenkapitalquote

Zum 31. März 2014 weisen wir eine Bilanzsumme von 84,4 Mrd. € aus, gegenüber 81,4 Mrd. € zum Ende des Vorjahres. Auf der Aktivseite haben sich die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um 3,2 Mrd. € erhöht, die flüssigen Mittel dagegen um 0,3 Mrd. € und die Wertpapiere um 0,2 Mrd. € verringert. Auf der Passivseite sind die Verbindlichkeiten um 2,4 Mrd. € und die Rückstellungen um 0,4 Mrd. € gestiegen. Das Eigenkapital lag um 0,3 Mrd. € über dem Vorjahreswert. Sein Anteil an der Bilanzsumme (Eigenkapitalquote) ist allerdings um 0,2 Prozentpunkte auf 14,7% zurückgegangen.

Mitarbeiter ¹	31.03.2014	31.12.2013	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	16.209	16.311	-0,6
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	19.438	19.127	1,6
Vertrieb Niederlande/Belgien	3.028	3.115	-2,8
Vertrieb Großbritannien	8.200	8.730	-6,1
Zentralost-/Südosteuropa	10.040	10.062	-0,2
Erneuerbare Energien	1.207	1.482	-18,6
Upstream Gas & Öl	1.433	1.445	-0,8
Trading/Gas Midstream	1.502	1.524	-1,4
Sonstige ²	4.321	4.545	-4,9
RWE-Konzern	65.378	66.341	-1,5
In Deutschland	39.125	39.268	-0,4
Außerhalb Deutschlands	26.253	27.073	-3,0

¹ Umgerechnet in Vollzeitstellen

² Zum 31. März 2014 entfielen davon 2.052 Mitarbeiter auf RWE IT (Ende 2013: 2.239), 1.268 Mitarbeiter auf RWE Service (Ende 2013: 1.650) und 460 Mitarbeiter auf RWE Group Business Services (Ende 2013: 96).

Rund 960 Stellen abgebaut

Ende März 2014 beschäftigte RWE 65.378 Mitarbeiter. Bei der Ermittlung dieser Zahl wurden Teilzeitstellen anteilig berücksichtigt. Im ersten Quartal sind per saldo 963 Mitarbeiter aus dem Konzern ausgeschieden, davon der Großteil (820) an unseren ausländischen Standorten. Rationalisierungsmaßnahmen im britischen Vertriebsgeschäft und bei unseren konzerninternen Dienstleistern trugen wesentlich zur Verringerung des Personalstands bei. Unternehmensverkäufe wirkten sich dagegen kaum aus. Allerdings führten Reorganisationsmaßnahmen zu konzerninternen Stellenverlagerungen, so u. a. die Übertragung der deutschen Biomasseaktivitäten vom Unternehmensbereich Erneuerbare Energien auf den Bereich Vertrieb/Verteilnetze Deutschland.

PROGNOSEBERICHT

Konjunktur 2014: Experten sehen Aufschwung voraus

Nach ersten Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung im laufenden Jahr etwa 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 1% steigen, nachdem es 2013 noch rückläufig war. Gemessen daran sind die Perspektiven für Deutschland überdurchschnittlich gut: Der Sachverständigenrat hält 2014 einen Anstieg der Wirtschaftsleistung um 1,9% für möglich. Wachstumsimpulse werden insbesondere von der guten Beschäftigungssituation und den gestiegenen verfügbaren Einkommen erwartet. Aktuelle Konjunkturprognosen lassen für die Niederlande auf einen Anstieg des BIP um bis zu 1% schließen. Die britische Wirtschaftsleistung dürfte sogar um mehr als 2% zulegen. Für unsere zentralosteuropäischen Märkte beziffern Experten das voraussichtliche Wachstum auf 3% in Polen, 2% in Tschechien und bis zu 2% in Ungarn.

Rückgang des Gasverbrauchs erwartet

Unsere Prognose zum diesjährigen Energieverbrauch leitet sich aus der oben dargestellten Konjunkturentwicklung ab. Da die Witterungsverhältnisse kaum vorhersehbar sind, unterstellen wir, dass die Temperaturen im weiteren Jahresverlauf im Normalbereich liegen werden. Nach dem in ganz Europa ungewöhnlich milden Winter würden sie im Gesamtjahr damit höher ausfallen als 2013. Beim Stromverbrauch prognostizieren wir für Deutschland, Niederlande und Großbritannien trotz der konjunkturellen Belebung einen leichten Rückgang, insbesondere wegen des milderen Winters und einer effizienteren Energienutzung. In Polen, Ungarn und der Slowakei wird der Stromverbrauch dagegen wohl etwas höher ausfallen als 2013. Die Nachfrage nach Gas dürfte in den meisten RWE-Märkten witterungsbedingt unter dem Vorjahresniveau liegen. Von den Gaskraftwerken sind keine Nachfrageimpulse zu erwarten, denn die Auslastung dieser Anlagen wird sich gegenüber 2013 wohl kaum verbessern.

Preise im deutschen Stromgroßhandel weiter unter Druck

Derzeit gibt es keine Anhaltspunkte dafür, dass die Strompreise an den Großhandelsmärkten im Jahresverlauf wieder deutlich ansteigen könnten. Möglich wäre dies u. a. bei einer Erholung der Steinkohlenotierungen, denn die Grenzkosten von Steinkohlekraftwerken haben großen Einfluss auf die Preisbildung am Strommarkt, besonders in Deutschland. Allerdings zeichnet sich kein Ende der Baisse am Steinkohlemarkt ab. Die Entwicklung der Gaspreise wird nicht zuletzt vom Fortgang der Krise in der Ukraine abhängen. Auch der Handel mit CO₂-Emissionsrechten unterliegt in hohem Maße politischen Einflüssen: Sollten sich die EU-Mitgliedstaaten im weiteren Verlauf des Jahres auf ambitionierte Klimaschutzziele einigen, könnte sich dies in steigenden Zertifikatpreisen niederschlagen. Auf unsere Ertragslage im laufenden Geschäftsjahr hätte all das aber keinen nennenswerten Einfluss mehr, denn wir haben unsere Stromproduktion für 2014 bereits nahezu vollständig verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich abgesichert.

Angepasste Prognose für das Geschäftsjahr 2014	Ist 2013 ¹ in Mio. €	2014 ¹
Außenumsatz	52.453	in der Größenordnung von 51 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
Zentralost-/Südosteuropa	1.032	deutlich unter Vorjahr
Erneuerbare Energien	203	moderat über Vorjahr
Trading/Gas Midstream	831	deutlich unter Vorjahr
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.314	1,2 bis 1,4 Mrd. €

¹ Abweichend von der im Geschäftsbericht 2013 auf Seite 101 ff. veröffentlichten Prognose wird RWE Dea in den Zahlen für 2013 und in der Prognose für 2014 als „nicht fortgeführte Aktivität“ berücksichtigt (siehe Ausführungen unten). Weitere Anpassungen der Zahlen für 2013 ergeben sich aus der Erstanwendung des Rechnungslegungs-Standard IFRS 11 (siehe Erläuterung auf den Seiten 12 und 35).

Angepasste Prognose wegen des anstehenden Verkaufs von RWE Dea

Unsere aktuelle Einschätzung des diesjährigen Geschäftsverlaufs entspricht etwa den Erwartungen zu Jahresbeginn. Allerdings macht der Ende März geschlossene Vertrag zum Verkauf von RWE Dea eine grundlegende Prognoseanpassung erforderlich. Bei plangemäßigem Fortgang der Transaktion werden wir das Upstream-Geschäft ab dem Halbjahresabschluss 2014 rückwirkend zum 1. Januar als „nicht fortgeführte Aktivität“ ausweisen und die Abschlüsse für 2013 entsprechend anpassen. In den Konzernzahlen für Umsatz, EBITDA, betriebliches Ergebnis, neutrales Ergebnis, Finanzergebnis, Ertragsteuern und Investitionen wird RWE Dea damit nicht mehr enthalten sein. Ins Nettoergebnis gehen die Upstream-Aktivitäten dagegen weiterhin ein. Auch im nachhaltigen Nettoergebnis berücksichtigen wir sie, im laufenden Jahr allerdings nur mit den Zinsen auf den Verkaufspreis, die uns der Erwerber für den Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis zum Abschluss der Transaktion zahlt. Bei der Prognose unterstellen wir, dass RWE Dea Ende 2014 entkonsolidiert wird.

Ohne RWE Dea veranschlagen wir für das Geschäftsjahr 2014 einen Konzernaußenumsatz in der Größenordnung von 51 Mrd. €, 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 Zinsen auf den Verkaufspreis von RWE Dea bei 1,2 bis 1,4 Mrd. € liegen.

In den Unternehmensbereichen erwarten wir folgende Entwicklung beim betrieblichen Ergebnis:

- Konventionelle Stromerzeugung: Die Ertragslage wird sich hier deutlich verschlechtern. Unsere diesjährige Stromproduktion haben wir bereits größtenteils am Markt platziert und dabei insgesamt niedrigere Margen erzielt als für 2013. Darüber hinaus rechnen wir mit einem höheren Aufwand für die Instandhaltung unserer Kraftwerke, nachdem im vergangenen Jahr nur sehr wenige Anlagen in Revision waren. Außerdem tragen die im Vorjahr stillgelegten Kraftwerke Didcot A und Tilbury nicht mehr zum Ergebnis bei. Positive Effekte versprechen wir uns dagegen von effizienzverbessernden Maßnahmen. Daneben entfallen Einmalbelastungen aus dem Vorjahr, die sich u. a. aus Zuführungen zu einer Drohverlustrückstellung für einen Strombezugsvertrag ergaben.

- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Der Bereich wird trotz der witterungsbedingten Ertragseinbußen im ersten Quartal voraussichtlich moderat über Vorjahr abschließen. Wichtigster Erfolgsfaktor ist dabei unser Effizienzsteigerungsprogramm. Außerdem rechnen wir damit, dass im Vergleich zu 2013 höhere Erträge aus der Veräußerung von Netzgeschäft anfallen.
- Vertrieb Niederlande/Belgien: Obwohl auch Essent von Effizienzmaßnahmen profitiert, wird sich das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs wohl deutlich verringern. Ein Grund dafür ist, dass wir 2013 in größerem Umfang Rückstellungen aufgelöst haben. Außerdem sind die Gasvertriebsmargen wegen des intensiven Wettbewerbs stark unter Druck geraten. Weitere Belastungen ergeben sich aus dem milden ersten Quartal.
- Vertrieb Großbritannien: Auch im britischen Energievertrieb sehen wir uns einem immer härteren Wettbewerb ausgesetzt. Darüber hinaus erwarten wir Ergebniseinbußen aus verschärften regulatorischen Rahmenbedingungen, dem ungünstigen Witterungseinfluss und dem bereits erläuterten Tatbestand, dass wir die Kunden der beiden verkauften Vertriebsgesellschaften Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply nur noch indirekt beliefern. Trotz all dieser Faktoren wird RWE npower voraussichtlich nur moderat unter Vorjahr abschließen. Vor allem effizienzsteigernde Maßnahmen werden den Ergebnisrückgang bremsen. Die Aufwendungen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Privathaushalten, die wir im Rahmen des staatlichen Programms ECO erbringen müssen, sind voraussichtlich niedriger als 2013; diese Entlastungen geben wir allerdings über entsprechend verringerte Tarife an unsere Privatkunden weiter (siehe Seite 16).
- Zentralost-/Südosteuropa: Der Unternehmensbereich wird deutlich hinter dem Ertragsniveau des Vorjahres zurückbleiben, vor allem wegen des Verkaufs von NET4GAS im August 2013. Im vergangenen Jahr hatte der tschechische Ferngasnetzbetreiber noch 171 Mio. € zum betrieblichen Ergebnis beigetragen. Aber auch ohne diesen Entkonsolidierungseffekt würde der Bereich wohl unter Vorjahr abschließen. 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. Im tschechischen Gasgeschäft erwarten wir Margeneinbußen auf allen Wertschöpfungsstufen (Speicherung/Verteilnetz/Vertrieb). Hinzu kommt, dass sich auch in Ungarn die von Kraftwerksbetreibern realisierbaren Strompreise verringert haben. Dies wird sich im Ergebnisbeitrag unseres Braunkohleverstromers Mára niederschlagen.
- Erneuerbare Energien: Effizienzverbesserungen und neue Erzeugungskapazitäten sorgen hier für einen positiven Ergebnistrend. Im laufenden Geschäftsjahr wird der Bereich aber nur moderat zulegen. Ein Grund dafür sind Verspätungen beim Bau unserer beiden großen Offshore-Windparks Gwynt y Môr und Nordsee Ost. Hinzu kommt, dass sich die Förderkonditionen für erneuerbare Energien in Spanien erheblich verschlechtert haben und die auf den Unternehmensbereich Vertrieb/Verteilnetze Deutschland übertragenen Biomasseaktivitäten nicht mehr zum Ergebnis von RWE Innogy beitragen.
- Trading/Gas Midstream: Im laufenden Jahr wird der Bereich weit hinter dem Vorjahresergebnis zurückbleiben, das durch den Erfolg im Schiedsverfahren um unseren Gasbezugsvertrag mit Gazprom geprägt war. Lässt man diesen Sondereffekt unberücksichtigt, dürfte sich die Ertragslage im Gas-Midstream-Geschäft weiter verbessern: Basis dafür ist das erfreuliche Ergebnis unserer jüngsten Preisrevision mit Gazprom, über das wir auf Seite 7 berichten. Allerdings erwarten wir Margeneinbußen im Gasspeichergeschäft. Im Energiehandel sehen wir gute Chancen, das Ergebnis von 2013 zu übertreffen.

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. €.

Sachinvestitionen für 2014 auf 3,5 Mrd. € veranschlagt

Unsere Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden sich von 2014 bis 2016 auf rund 8 Mrd. € summieren. RWE Dea ist hier nicht mehr enthalten. Von dem genannten Betrag entfallen rund 3 Mrd. € auf die Instandhaltung und Erweiterung unserer Strom- und Gasnetze. Rund 1 Mrd. € sind für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vorgesehen. Dabei konzentrieren wir uns auf den Bau von Windkraftanlagen an Land und im Meer. Für 2014 rechnen wir mit Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte von etwa 3,5 Mrd. €. Mit der Fertigstellung der beiden Steinkohledoppelblöcke in Hamm (1.528 MW) und Eemshaven (1.554 MW) wollen wir im laufenden Jahr unser Kraftwerksneubauprogramm abschließen.

Nettoschulden in der Größenordnung von 26 Mrd. € erwartet

Wegen des erwarteten Verkaufs von RWE Dea werden sich die Nettoschulden des RWE-Konzerns stark verringern. Für Ende 2014 rechnen wir mit einer Größenordnung von 26 Mrd. € (Vorjahr: 30,7 Mrd. €). Das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, der Verschuldungsfaktor, dürfte aber deutlich über dem Vorjahreswert von 3,5 liegen. Mittelfristig wollen wir den Verschuldungsfaktor wieder zurückführen und die von uns selbst festgelegte Obergrenze von 3,0 einhalten. Um dies zu erreichen, haben wir uns vorgenommen, die Investitionen und Ausschüttungen ab 2015 vollständig durch den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit zu finanzieren.

Fortgesetzter Stellenabbau

Die Zahl unserer Beschäftigten wird sich gegenüber 2013 deutlich verringern. Basis dafür sind Effizienzverbesserungen, durch die wir besonders im britischen Vertriebsgeschäft Stellen einsparen. Darüber hinaus führt der bevorstehende Verkauf von RWE Dea zum Ausscheiden von Mitarbeitern aus dem RWE-Konzern.

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 Lagebericht des Geschäftsberichts 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 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. Im ersten Quartal 2014 belief er sich auf durchschnittlich 9 Mio. €, gegenüber 11 Mio. € im gleichen Zeitraum des Vorjahres. Der maximale Tageswert betrug 12 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 Kurswertisiko bei unseren Kapitalanlagen betrug im ersten Quartal 2014 durchschnittlich 4 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands 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 6 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €).

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen war hier mit 6 Mio. € ebenso hoch wie 2013. 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.

KONZERNABSCHLUSS (VERKÜRZT)

Gewinn- und Verlustrechnung¹

in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	14.663	16.046
Erdgas-/Stromsteuer	-763	-898
Umsatzerlöse	13.900	15.148
Materialaufwand	-9.654	-10.436
Personalaufwand	-1.277	-1.310
Abschreibungen	-680	-725
Sonstiges betriebliches Ergebnis	-316	-349
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	106	106
Übriges Beteiligungsergebnis	9	2
Finanzerträge	192	183
Finanzaufwendungen	-645	-611
Ergebnis vor Steuern	1.635	2.008
Ertragsteuern	-512	-507
Ergebnis	1.123	1.501
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	102	108
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	26	26
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	995	1.367
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	1,62	2,22

¹ Angepasste Vorjahreswerte

Gesamtergebnisrechnung^{1,2}

in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013
Ergebnis	1.123	1.501
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-174	-9
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		-3
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	-174	-12
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-32	-241
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	9	41
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherheitsbeziehung	-527	-127
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen		10
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-550	-317
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)	-724	-329
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)	399	1.172
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend	(359)	(1.075)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend	(26)	(26)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend	(14)	(71)

1 Beträge nach Steuern

2 Angepasste Vorjahreswerte

Bilanz¹

Aktiva in Mio. €	31.03.2014	31.12.2013	01.01.2013
Langfristiges Vermögen			
Immaterielle Vermögenswerte	13.394	13.409	16.247
Sachanlagen	34.193	34.217	37.108
Investment Property	93	96	111
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	3.192	3.253	3.321
Übrige Finanzanlagen	921	917	988
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	1.979	1.749	2.094
Latente Steuern	3.508	3.264	3.586
	57.280	56.905	63.455
Kurzfristiges Vermögen			
Vorräte	2.362	2.387	3.155
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.463	7.964	8.045
Forderungen und sonstige Vermögenswerte	9.928	7.362	8.419
Wertpapiere	2.656	2.813	2.633
Flüssige Mittel	3.673	3.950	2.724
Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte	76		
	27.158	24.476	24.976
	84.438	81.381	88.431
Passiva in Mio. €	31.03.2014	31.12.2013	01.01.2013
Eigenkapital			
Anteile der Aktionäre der RWE AG	8.097	7.738	12.171
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	2.674	2.701	2.702
Anteile anderer Gesellschafter	1.661	1.698	1.616
	12.432	12.137	16.489
Langfristige Schulden			
Rückstellungen	27.580	27.351	28.179
Finanzverbindlichkeiten	14.875	16.539	15.417
Übrige Verbindlichkeiten	2.284	2.234	2.715
Latente Steuern	1.296	1.259	1.358
	46.035	47.383	47.669
Kurzfristige Schulden			
Rückstellungen	6.511	6.389	4.811
Finanzverbindlichkeiten	4.063	2.149	4.529
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	5.735	6.440	7.336
Übrige Verbindlichkeiten	9.662	6.883	7.597
	25.971	21.861	24.273
	84.438	81.381	88.431

1 Angepasste Vorjahreswerte

Kapitalflussrechnung¹

in Mio. €	Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013
Ergebnis	1.123	1.501
Abschreibungen/Zuschreibungen	679	726
Veränderung der Rückstellungen	182	488
Latente Steuern/Zahlungsunwirksame Erträge und Aufwendungen/Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren	-192	-527
Veränderung des Nettoumlaufvermögens	-1.635	-2.125
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	157	63
Investitionen in Anlagegegenstände/Akquisitionen	-890	-764
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen	277	440
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen	320	-105
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-293	-429
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-142	1.094
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel	-278	728
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	1	-8
Veränderung der flüssigen Mittel	-277	720
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums	3.950	2.724
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums	3.673	3.444

¹ Angepasste Vorjahreswerte

Veränderung des Eigenkapitals¹

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
Stand: 01.01.2013	3.959	8.713	-501	12.171	2.702	1.616	16.489
Kapitalrückzahlung						-1	-1
Dividendenzahlungen					-64	-51	-115
Ergebnis		1.367		1.367	26	108	1.501
Other Comprehensive Income		2	-294	-292		-37	-329
Total Comprehensive Income		1.369	-294	1.075	26	71	1.172
Übrige Veränderungen		-15		-15	9	155	149
Stand: 31.03.2013	3.959	10.067	-795	13.231	2.673	1.790	17.694
Stand: 01.01.2014	3.959	5.062	-1.283	7.738	2.701	1.698	12.137
Kapitaleinzahlung						24	24
Dividendenzahlungen					-63	-75	-138
Ergebnis		995		995	26	102	1.123
Other Comprehensive Income		-102	-534	-636		-88	-724
Total Comprehensive Income		893	-534	359	26	14	399
Übrige Veränderungen					10		10
Stand: 31.03.2014	3.959	5.955	-1.817	8.097	2.674	1.661	12.432

¹ 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 31. März 2014 ist am 12. Mai 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 31. März 2014 ein gegenüber dem Konzernabschluss 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 Zwischenbericht darstellt. Der Konzernzwischenabschluss und der Konzernzwischenlagebericht sind weder geprüft noch einer prüferischen Durchsicht unterzogen worden.

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 3,25% und im Ausland mit 4,2% 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)

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 und Gemeinschaftsunternehmen werden nach der Equity-Methode bilanziert.

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2014	160	197	357
Erstkonsolidierungen	4	4	8
Entkonsolidierungen	-1	-5	-6
Verschmelzungen	-2	-5	-7
Stand 31.03.2014	161	191	352

Zudem werden zwei Gesellschaften als gemeinschaftliche Tätigkeiten abgebildet.

Veräußerungen

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. Über das Transaktionsvolumen und den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

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.

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 at-Equity-bilanzierter Beteiligungen und Gemeinschaftsunternehmen ¹	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2014	73	29	102
Erwerbe	-	-	-
Veräußerungen	-	-	-
Umwandlungen	-	-3	-3
Stand 31.03.2014	73	26	99

¹ Angepasste Vorjahreswerte

Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte und Veräußerungsgruppen

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. Im Januar 2014 hat der Aufsichtsrat der RWE AG der Veräußerung zugestimmt. Nach Erhalt noch ausstehender Genehmigungen der zuständigen Behörden sowie der Stadt Budapest erfolgte die Übertragung der Anteile im April 2014. Die dem Segment Zentralost-/Südosteuropa zugeordnete at-Equity-Beteiligung an der FÖGÁZ-Gruppe wird in der Bilanz als zur Veräußerung bestimmter Vermögenswert 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), welche die konzernweiten Aktivitäten der Gas- und Erdölgewinnung bündelt, zu einem Unternehmenswert von rund 5,1 Mrd. € unterzeichnet. Darin enthalten sind übernommene Verbindlichkeiten in Höhe von rund 0,6 Mrd. €. Im April 2014 hat der Aufsichtsrat der RWE AG der Veräußerung zugestimmt. Die Transaktion steht unter dem Vorbehalt behördlicher Genehmigungen. Sie wird voraussichtlich im Laufe des Jahres 2014 abgeschlossen. RWE Dea wird ab dem zweiten Quartal 2014 als nicht fortgeführte Aktivität bilanziert.

Umsatzerlöse

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

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 Aktie¹

		Jan – Mrz 2014	Jan – Mrz 2013
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	995	1.367
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.745
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	1,62	2,22

¹ Angepasste Vorjahreswerte

Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen gelten im RWE-Konzern als nahestehende Unternehmen. Die mit wesentlichen nahestehenden Unternehmen getätigten Geschäfte führten im ersten Quartal 2014 zu Erträgen in Höhe von 1.025 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 707 Mio. €) und Aufwendungen in Höhe von 777 Mio. € (Vorjahreszeitraum: 713 Mio. €). Zum 31. März 2014 betragen die Forderungen 1.017 Mio. € (31.12.2013: 164 Mio. €)

und die Verbindlichkeiten 417 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 1.101 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 restlaufzeitkongruente 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 18.938 Mio. € (31.12.2013: 18.688 Mio. €), der beizulegende Zeitwert auf 20.853 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 ¹ in Mio. €	31.03.2014				31.12.2013			
	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	921	59	390	472	917	100	423	394
Derivate (aktiv)	5.992		5.928	64	3.612		3.511	101
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(1.529)		(1.529)		(1.447)		(1.447)	
Wertpapiere	2.656	1.811	845		2.813	1.755	1.058	
Derivate (passiv)	5.636		5.631	5	2.785		2.779	6
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(2.174)		(2.174)		(1.574)		(1.574)	

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 31.03.2014
			erfolgswirksam	zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	394	66	-1	13	472
Derivate (aktiv)	101	-1	-18	-18	64
Derivate (passiv)	6	-1	2	-2	5

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2013	Stand 01.01.2013	Änderungen Konsolidierungs- kreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	Veränderungen		Stand 31.03.2013
			erfolgswirksam	zahlungswirksam	
in Mio. €					
Übrige Finanzanlagen	442	-45		-30	367
Derivate (aktiv)	237		11	-88	160
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(55)			(-55)	
Derivate (aktiv)	175		-67	-59	49
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(35)			(-32)	(3)

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt Jan – Mrz 2014	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt Jan – Mrz 2013	Davon: auf Finanzinstrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
Umsatzerlöse			79	79
Materialaufwand	-20	-20	-1	-1
Beteiligungsergebnis	-1	-1		
	-21	-21	78	78

Derivative Finanzinstrumente der Stufe 3 umfassen im Wesentlichen Rohstoff- und Strombezugsverträge, die Handelsperioden betreffen, für die es noch keine aktiven Märkte gibt. Zu diesen Kontrakten zählen insbesondere die langfristigen ölpreisgebundenen Gasbezugsverträge des RWE-Konzerns, deren Bewertung von der Entwicklung der Großhandelsmarktpreise für Gas und

Öl abhängt. Bei steigenden Gas- und/oder sinkenden Ölpreisen steigt bei sonst gleichen Bedingungen der Marktwert der Verträge und umgekehrt. Eine Veränderung der Preisverhältnisse um +/-10% würde zu einem Anstieg des Marktwertes um 11 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 10 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:

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.03.2014 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanz- instrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivative (aktiv)	4.129	-3.130	999		-313	686
Derivative (passiv)	4.457	-3.602	855	-80	-601	174

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2013 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 2014/2015

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

Der vorliegende Bericht ist am 14. Mai 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

Investor Relations

T +49 201 12-15025
F +49 201 12-15033
E invest@rwe.com