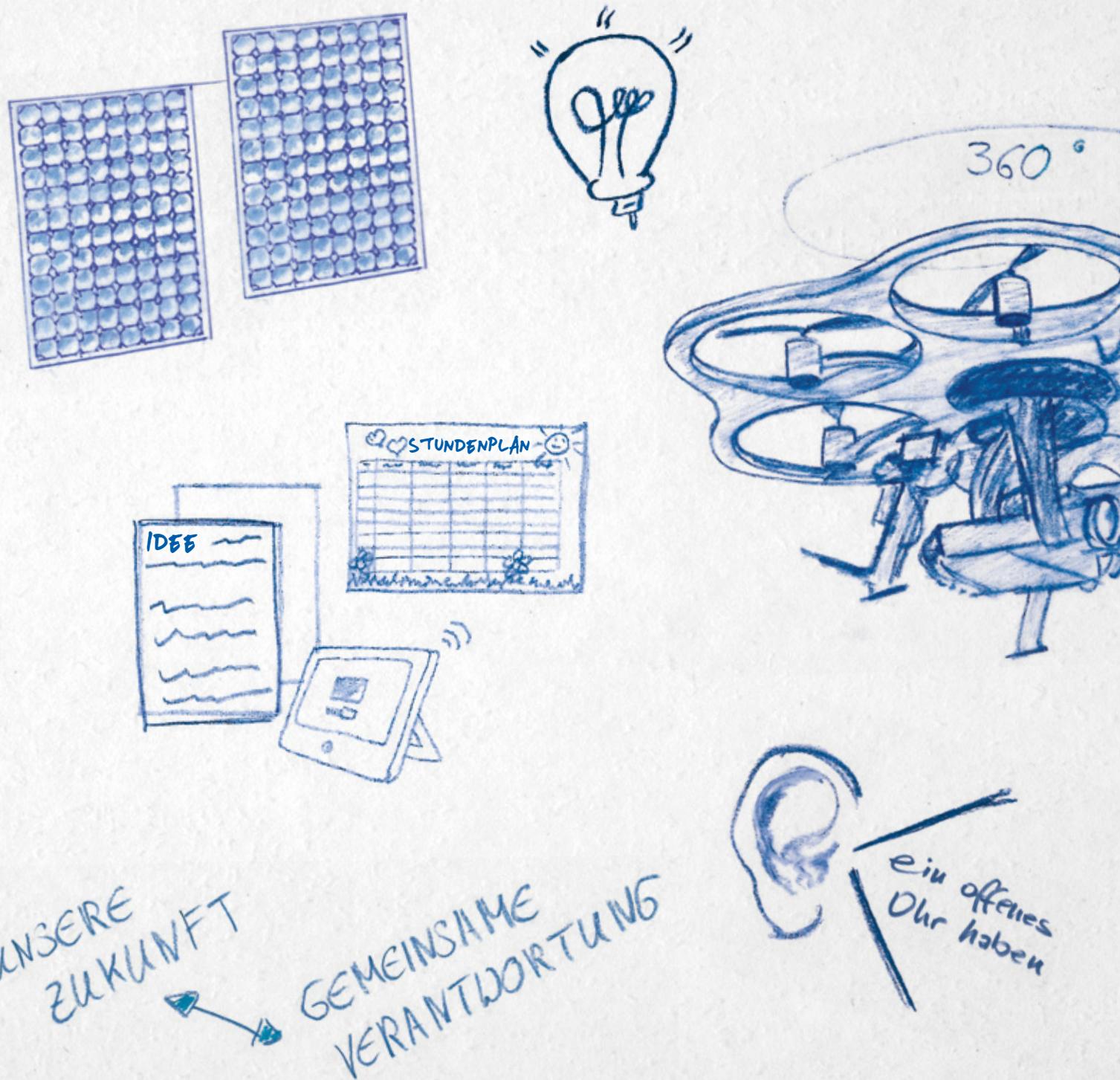


ZUKUNFTSGESTALTER



VORWE^G GEHEN

ECKDATEN 2013 AUF EINEN BLICK

- Betriebliches Ergebnis: 5,9 Mrd. €
- Nettoergebnis: -2,8 Mrd. €
- Nachhaltiges Nettoergebnis: 2,3 Mrd. €
- Dividendenvorschlag: 1 € je Aktie
- Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit: 5,8 Mrd. €
- Verschuldungsfaktor: 3,5 (unverändert)

RWE-Konzern		2013	2012	+/- in %
Stromerzeugung	Mrd. kWh	216,7	227,1	-4,6
Außenabsatz Strom	Mrd. kWh	270,9	277,8	-2,5
Außenabsatz Gas	Mrd. kWh	335,0	306,8	9,2
Außenumsatz	Mio. €	54.070	53.227	1,6
EBITDA	Mio. €	8.762	9.314	-5,9
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.881	6.416	-8,3
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	-1.487	2.230	-
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-2.757	1.306	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.314	2.457	-5,8
Return on Capital Employed (ROCE)	%	10,8	12,0	-
Kapitalkosten vor Steuern	%	9,0	9,0	-
Wertbeitrag	Mio. €	990	1.589	-37,7
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	54.345	53.637	1,3
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	5.755	4.395	30,9
Investitionen	Mio. €	4.624	5.544	-16,6
In Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	4.494	5.081	-11,6
In Finanzanlagen	Mio. €	130	463	-71,9
Free Cash Flow	Mio. €	1.267	-686	-
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.480	-
Ergebnis je Aktie	€	-4,49	2,13	-
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,76	4,00	-6,0
Dividende je Aktie	€	1,00 ¹	2,00	-
		31.12.2013	31.12.2012	
Nettoschulden des RWE-Konzerns	Mio. €	30.666	33.015	-7,1
Mitarbeiter ²		66.341	70.208	-5,5

1 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2013 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 16. April 2014

2 Umgerechnet in Vollzeitstellen

WAS WIR TUN

RWE ist einer der fünf führenden Strom- und Gasanbieter in Europa. Mit unserem Know-how bei der Förderung von Öl, Gas und Braunkohle, der Stromerzeugung aus Gas, Kohle, Kernkraft und regenerativen Quellen, dem Energiehandel sowie der Verteilung und dem Vertrieb von Strom und Gas sind wir auf allen Stufen der Energiewertschöpfungskette tätig. Unsere rund 66.000 Mitarbeiter versorgen über 16 Millionen Stromkunden und mehr als sieben Millionen Gaskunden zuverlässig und zu fairen Preisen mit Energie. Im Geschäftsjahr 2013 haben wir einen Umsatz von 54 Milliarden Euro erwirtschaftet.

Unser Markt ist Europa. Gemessen am Absatz sind wir dort die Nr. 3 bei Strom und die Nr. 5 bei Gas. In Deutschland, den Niederlanden und Großbritannien gehören wir bei beiden Produkten zu den größten Anbietern. In Tschechien sind wir die Nr. 1 im Gasgeschäft. Auch in anderen Märkten Zentralosteuropas haben wir führende Positionen.

Der europäische Energiesektor wandelt sich grundlegend. Politische Eingriffe erschweren unser Geschäft. Außerdem führt der subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland zu rückläufigen Margen und Einsatzzeiten konventioneller Kraftwerke. All dies hat massive Auswirkungen auf unsere Ertragslage. Um in diesem Umfeld zu bestehen, haben wir das Programm „RWE 2015“ gestartet. Es sieht umfangreiche Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung vor. Auch organisatorisch stellen wir uns schlagkräftiger auf. Investitionskürzungen und Schuldenabbau sollen unsere finanzielle Flexibilität erhöhen.

Trotz schwieriger Rahmenbedingungen wollen wir unseren Beitrag zur Weiterentwicklung des europäischen Energiesystems leisten – und uns dabei durch Glaubwürdigkeit und Leistungsstärke auszeichnen. Wir setzen auf Investitionen in erneuerbare Energien und in die Modernisierung unserer Netze. Und wir nutzen Marktchancen, die sich uns durch neue Kundenbedürfnisse bieten: mit einer breiten Palette innovativer Produkte und Dienstleistungen rund um das Thema Energie.

ÜBER 66.000 ZUKUNFTSGESTALTER FÜR NEUE WEGE.

Wir bei RWE sorgen tagtäglich dafür, dass der Energiekreislauf der Wirtschaft in Gang bleibt. Das ist alles andere als eine Routineaufgabe. Und die Menschen, die diese Aufgabe stemmen, sind nicht nur zuverlässig: Sie sind auch innovativ. Mit ihren vielen kleinen und großen Beiträgen ermöglichen sie uns, die Energiewelt von morgen mitzugestalten.

Einige unserer Zukunftsgestalter möchten wir Ihnen vorstellen. Sie alle haben eines gemeinsam: Sie sind Spezialisten auf ihrem Gebiet. Ihre Identifikation mit dem Unternehmen, den Kunden und dem Ziel einer nachhaltigen Energieversorgung haben sie dazu veranlasst, mehr zu tun, als ihre Arbeit zu erledigen: Sie haben etwas bewirkt. Wir fördern diese Denke und sind stolz auf so viel Innovationskraft in unseren Reihen.

Wir möchten verstehen,
was unsere Kunden bewegt.

Durch die Kampagne „Me and My Energy“ lernten wir unsere Kunden in Großbritannien besser kennen. Wir wollten wissen, welche Aspekte rund um das Thema Energie für sie besonders wichtig sind. Unser Ziel dabei: Noch besser auf die Wünsche unserer Kunden eingehen zu können und ihr Vertrauen zu uns zu stärken.



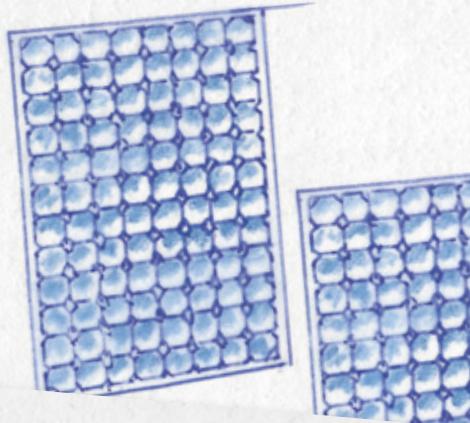
Wir setzen Energiesparen auf
den Stundenplan.

Eine neue Heizungssteuerung für Schulen ermöglicht, dass nur solche Schulräume geheizt werden, in denen gerade Unterricht stattfindet, und zwar vollautomatisch. Städte und Gemeinden sparen dadurch Heizkosten – und im Klassenzimmer muss trotzdem keiner frieren.



Wir helfen Menschen, die Energie der Sonne einzufangen.

Mit „Sun on the Euroborg“ können niederländische Haushalte, die nicht über ihr eigenes Dach verfügen, trotzdem als Solarstromproduzenten einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Ihr Panel wird auf das Stadion des FC Groningen montiert. Wer mitmacht, kann eine „Sonnenrendite“ von bis zu 4,4 Prozent erzielen.



Wir bleiben auf dem Boden - und kommen sicherer zum Erfolg.

Was für Laien wie ein Ufo aussieht, ist für unsere Experten von der Westnetz ein überaus nützliches Gerät: der Hexacopter. Das Flugobjekt mit etwas mehr als einem Meter Durchmesser wird vom Boden aus gesteuert und macht Kontrollaufnahmen an Strommasten, Windrädern und Photovoltaikanlagen. Damit werden Zeit und Kosten gespart. Dass Hexacopter-Fliegen auch Spaß machen kann, ist ein willkommener Nebeneffekt.



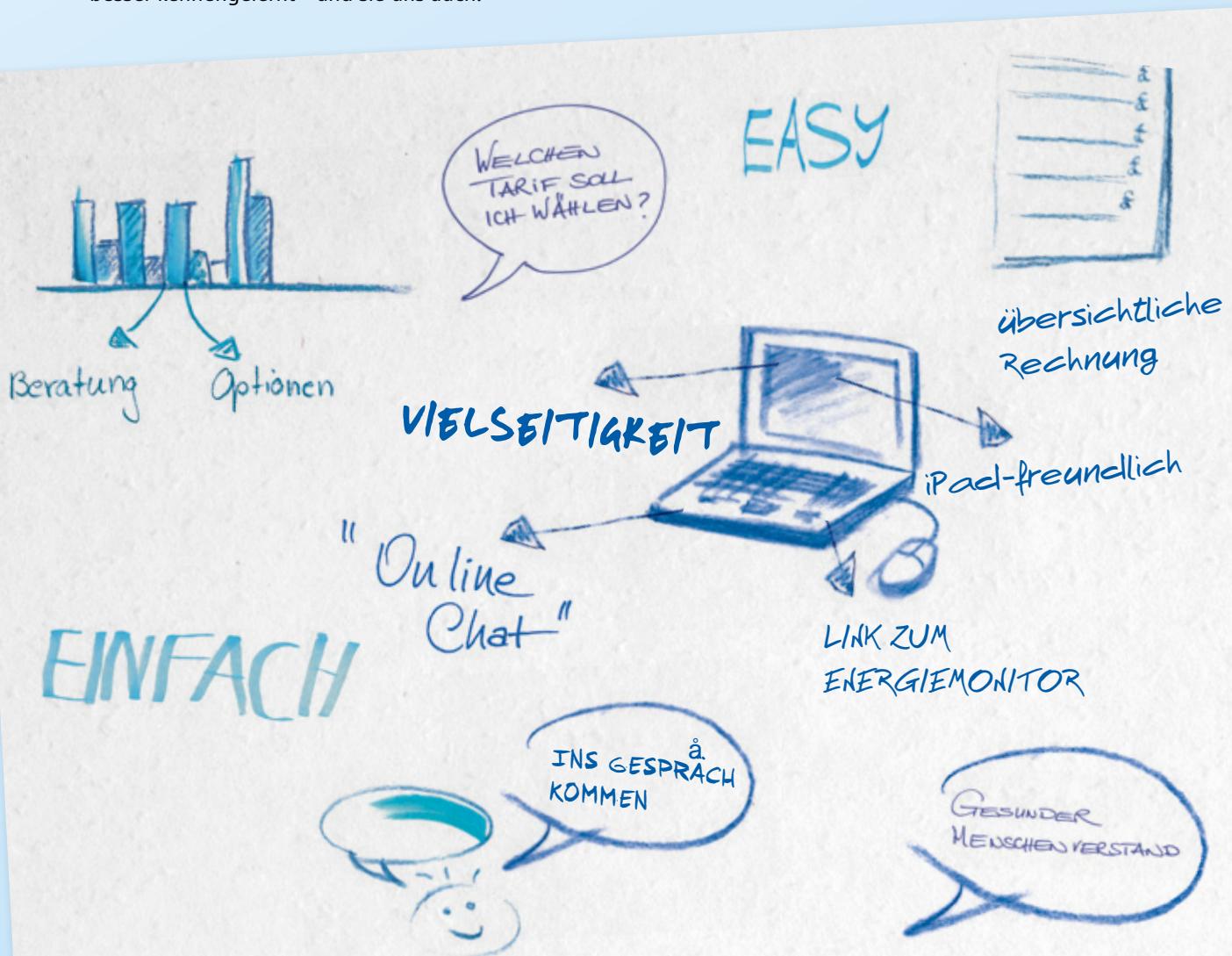
WIR MÖCHTEN VERSTEHEN, WAS UNSERE KUNDEN BEWEGT.

Das Mobiltelefon aufladen, die elektrische Zahnbürste benutzen, im Winter die Heizung hochdrehen – über Energie zu verfügen, wenn wir sie brauchen, ist für uns selbstverständlich. Und wir erwarten, dass es so bleibt. Aber was darüber hinaus beschäftigt unsere Kunden, wenn es um das Thema Energie geht? Was können wir tun, um ihre Wünsche und Erwartungen an uns noch besser zu erfüllen?

Genau das wollte Rosemary Hadden herausfinden. Rosemary arbeitet im Marketing unserer britischen Vertriebstochter RWE npower. Im vergangenen Jahr hatte sie die Idee zu „Me and My Energy“ (Ich und meine Energie). Die Kampagne sollte in Erfahrung bringen, welche Aspekte der Energieversorgung für Privathaushalte besonders wichtig sind, wie es ist, unser Kunde zu sein, und wie wir den Menschen das Leben einfacher machen können.

Rosemary und ihre Kollegen luden Familien aus allen sozialen Schichten zum Gespräch ein. Sechs Monate nahmen sie sich dafür Zeit. Darüber hinaus wurde der „Customer Closeness Day“ ins Leben gerufen: An diesem Tag konnten uns unsere Kunden besuchen und Vertreter von RWE npower bis hin zum Vorstand persönlich kennenlernen. Dieser Austausch wurde auf ungewöhnliche Weise vertieft – durch Gegenbesuche unserer Top-Manager bei den Kunden daheim.

„Me and My Energy“ hat Schule gemacht. Weitere Initiativen für mehr Kundennähe sind in Planung. Ein Zwischenfazit lässt sich bereits ziehen: Wir haben die Menschen, die wir täglich mit Energie versorgen, besser kennengelernt – und sie uns auch.





Brainstorming:

Was unseren Kunden wirklich wichtig ist



Auge in Auge:

Paul Massara, Vorstandsvorsitzender von RWE npower, im Kundengespräch



Zum Mitschreiben:

Viele Anregungen am Customer Closeness Day

*Nah am Kunden zu sein, ist unser
Schlüssel zum Erfolg.*

Was für uns zählt, sind die Wünsche unserer Kunden. Das ist unser Versprechen. Mit „Me and My Energy“ zeigen wir, wie ernst es uns damit ist.

Rosemary Hadden
RWE npower, Solihull, Großbritannien

UNSERE ZUKUNFT → GEMEINSAME VERANTWORTUNG

einfach kommunizieren

UMZIEHEN IST EINFACH

ein offenes Ohr haben

Rosemary Hadden

WIR SETZEN ENERGIESPAREN AUF DEN STUNDENPLAN.

Begonnen hat alles 2011 mit einer Idee im RWE-Schülerwettbewerb „Energie mit Köpfchen“: Nachwuchsforscher am St. Michael-Gymnasium in Bad Münstereifel hatten eine Software entwickelt, die automatisch dafür sorgt, dass nur solche Schulräume geheizt werden, in denen gerade Unterricht stattfindet. Mögliche Einsparung allein an ihrer Schule: 12.000 Euro – pro Jahr.

Die Idee war so überzeugend, dass sie beim Landeswettbewerb „Jugend forscht“ den „Sonderpreis Umwelt“ gewann. Dr. Nicolas Burkhardt von der RWE Effizienz griff den Ansatz der jungen Tüftler auf. Mit einem Entwickler-Team gelang es ihm, das Konzept mit der intelligenten Haussteuerung RWE SmartHome zu koppeln. Nun galt es noch, Sponsoren für die Umsetzung zu gewinnen, und dabei half eine zweite gute Idee: der RWE-Ideenmarktplatz. Auf dieser Auktionsplattform können sich Tochtergesellschaften der RWE Deutschland in innovative Konzepte „einkaufen“. Viele erkannten die Vorteile des Heizens nach Stundenplan, sodass die benötigten Mittel schnell zusammenkamen.

Das Ergebnis: Ein Produkt, das bereits in einigen Gebäuden im Einsatz ist und gute Chancen hat, bald in noch viel mehr Schulen für die richtige Zimmertemperatur zu sorgen. So sparen Städte und Gemeinden Heizkosten – und gebüffelt wird trotzdem in warmen Klassenräumen.



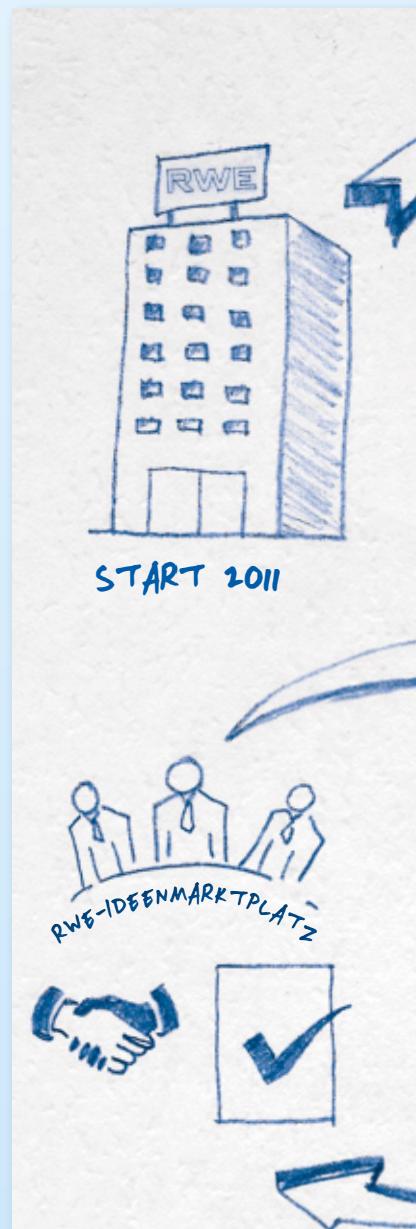
Grundschule Zollenspieker in Hamburg:
Historisches Gebäude mit Hightech-Innenleben.



Heizen nach Stundenplan:
Idee von Schülern macht Schule



Immer die richtige Temperatur:
Wenn die Schulglocke zum Unterricht läutet, ist der Klassenraum warm





Gute Ideen gibt es viele – entscheidend ist, dass sie auch umgesetzt werden.

Bei Ideen und neuen Konzepten reicht es nicht aus, dass sie gut sind. Die Erfinder haben oft nicht die Mittel und das Know-how für die Umsetzung bis hin zum marktreifen Produkt. Wir helfen ihnen dabei, diese Lücke zu schließen, und leisten damit zugleich einen Beitrag zu einer effizienteren Energieversorgung.

Dr. Nicolas Burkhardt
RWE Effizienz, Dortmund

Dr. Nicolas Burkhardt

WIR BLEIBEN AUF DEM BODEN – UND KOMMEN SICHERER ZUM ERFOLG.

Warum sollen Menschen Kontrollarbeiten in schwindelerregenden Höhen ausführen, wenn eine Maschine ihnen das Risiko abnehmen kann? Das fragte sich Maik Neuser, Mitarbeiter der RWE-Tochter Westnetz.

Maik Neuser und sein Projektteam hatten die Idee, Sichtkontrollen an Freileitungen, Masten, Windrädern und Photovoltaikanlagen vom Hexacopter übernehmen zu lassen – einem Flugobjekt mit etwas mehr als einem Meter Durchmesser, das vom Boden aus gesteuert wird. Vorteile dabei: Mehr Sicherheit für die Netzkontrolleure und kürzere Inspektionszeiten. Dass die Idee schon bald in die Praxis umgesetzt werden konnte – dafür sorgte Dr. Stefan Küppers, Geschäftsführer Technik der Westnetz, der das Projekt „Hexacopter“ vorantrieb und die nötigen Mittel bereitstellte.

Der Hexacopter liefert – je nach Bedarf – Fotos und Videos, mit denen Schwachstellen erkannt und Wartungsmaßnahmen geplant werden können. Das Gerät kommt in bis zu 100 Metern Höhe zum Einsatz. Seine Aufnahmen macht es auch an Stellen, die mit dem Hubschrauber nicht zu erreichen sind. Weiterer Vorteil gegenüber dem Hubschrauber: Beim Hexacopter sorgen Akkus dafür, dass sich die Rotoren drehen. Abgase und Fluglärm – Fehlanzeige.





Der Hexacopter:

Überprüfung von Masten und Freileitungen
in luftiger Höhe



Das Pilotenteam:

Maik Neuser und Kollegen beim Testflug
ihres Hexacopters



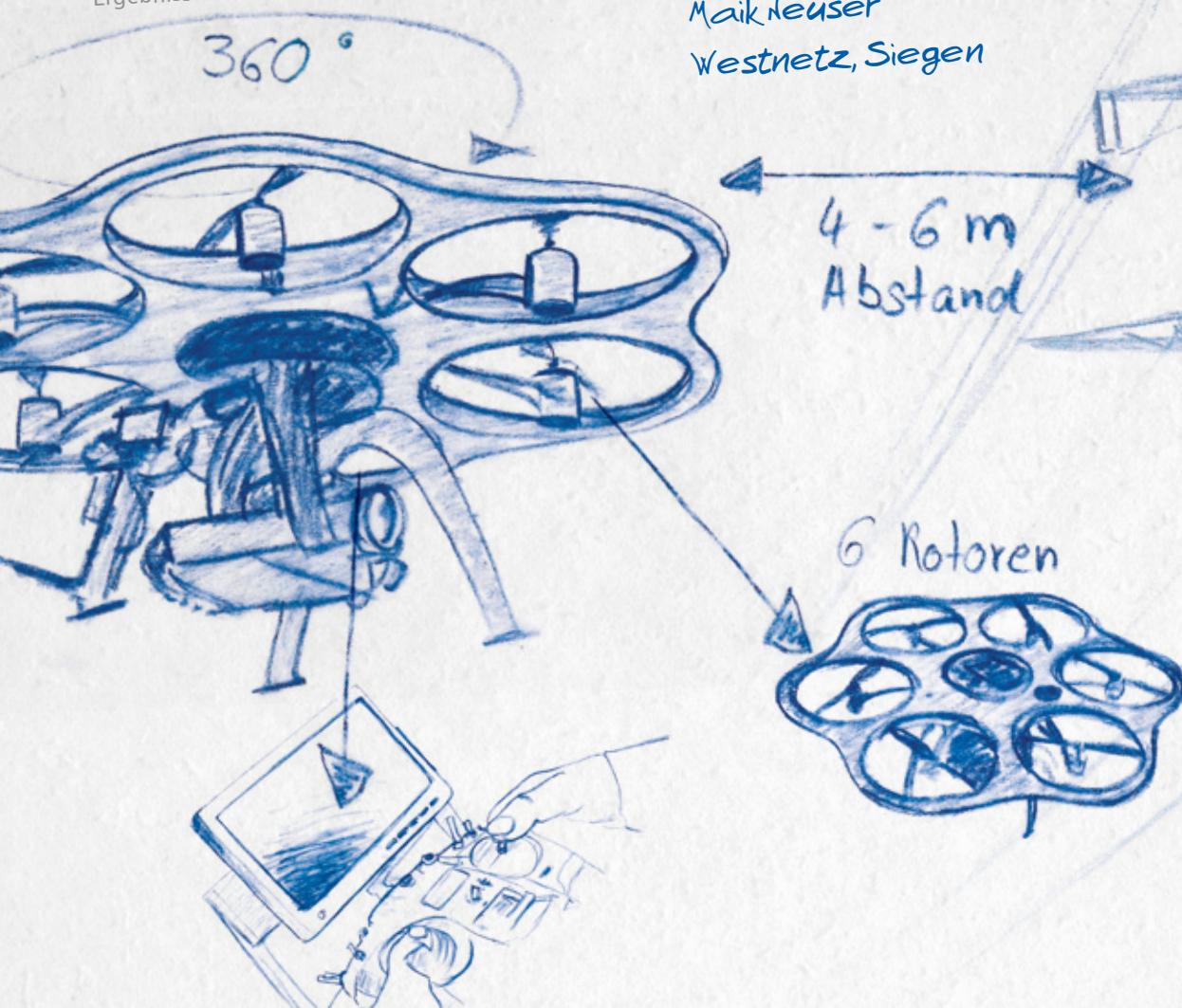
Vielfältige Anwendungsmöglichkeiten:

Photovoltaikanlagen werden mit einer
Wärmebildkamera begutachtet.

*Effizienter und sicherer zu arbeiten heißt nicht,
weniger Spaß dabei zu haben.*

Wir haben mit unserer Idee viel Aufmerksamkeit bekommen, auch außerhalb des Konzerns. Ein Hexacopter-Einsatz ist spektakülär anzuschauen und liefert auf elegante Art und Weise wertvolle Ergebnisse. Mit diesem innovativen Fluggerät kombinieren wir Effizienz, Sicherheit und Spaß.

Maik Neuser
Westnetz, Siegen



WIR HELFEN MENSCHEN, DIE ENERGIE DER SONNE EINZUFANGEN.

Mit einer Solaranlage auf dem Hausdach ist es einfach, einen Beitrag zur Energiewende zu leisten. Und wenn man kein eigenes Dach hat? Unsere Antwort auf diese Frage heißt „Sun on the Euroborg“.

Das ist der Name eines Projekts, hinter dem Charlotte Halbe, Marinda Gaillard und Ludo Andringa – allesamt Mitarbeiter unserer niederländischen Tochter Essent – und die Initiative „1Miljoenwatt“ stehen. Ihre Idee: Haushalte tun sich zusammen und suchen sich ihr Dach woanders, am besten dort, wo große Flächen zur Verfügung stehen. Beispielsweise auf einem Fußballstadion.

Für die Umsetzung der Idee konnte der FC Groningen gewonnen werden: Auf dem Dach seines Stadions Euroborg sollen rund 1.200 Solarpanele ihren Platz finden; mehr als 500 sind es bereits. Private können sich mit 550 Euro pro Panel beteiligen. Den Strom nimmt der FC Groningen zum Marktpreis ab, und der Erlös fließt als Dividende an die Anleger. So ergibt sich eine jährliche „Sonnenrendite“ von bis zu 4,4 Prozent.





Sonnenenergie für alle:

Kleine Beiträge Einzelner zu einer großartigen Idee

Starke Investoren-Gemeinschaft:

Mehr als 200 Haushalte haben sich schon am Euroborg-Projekt beteiligt.

Euroborg-Stadion:

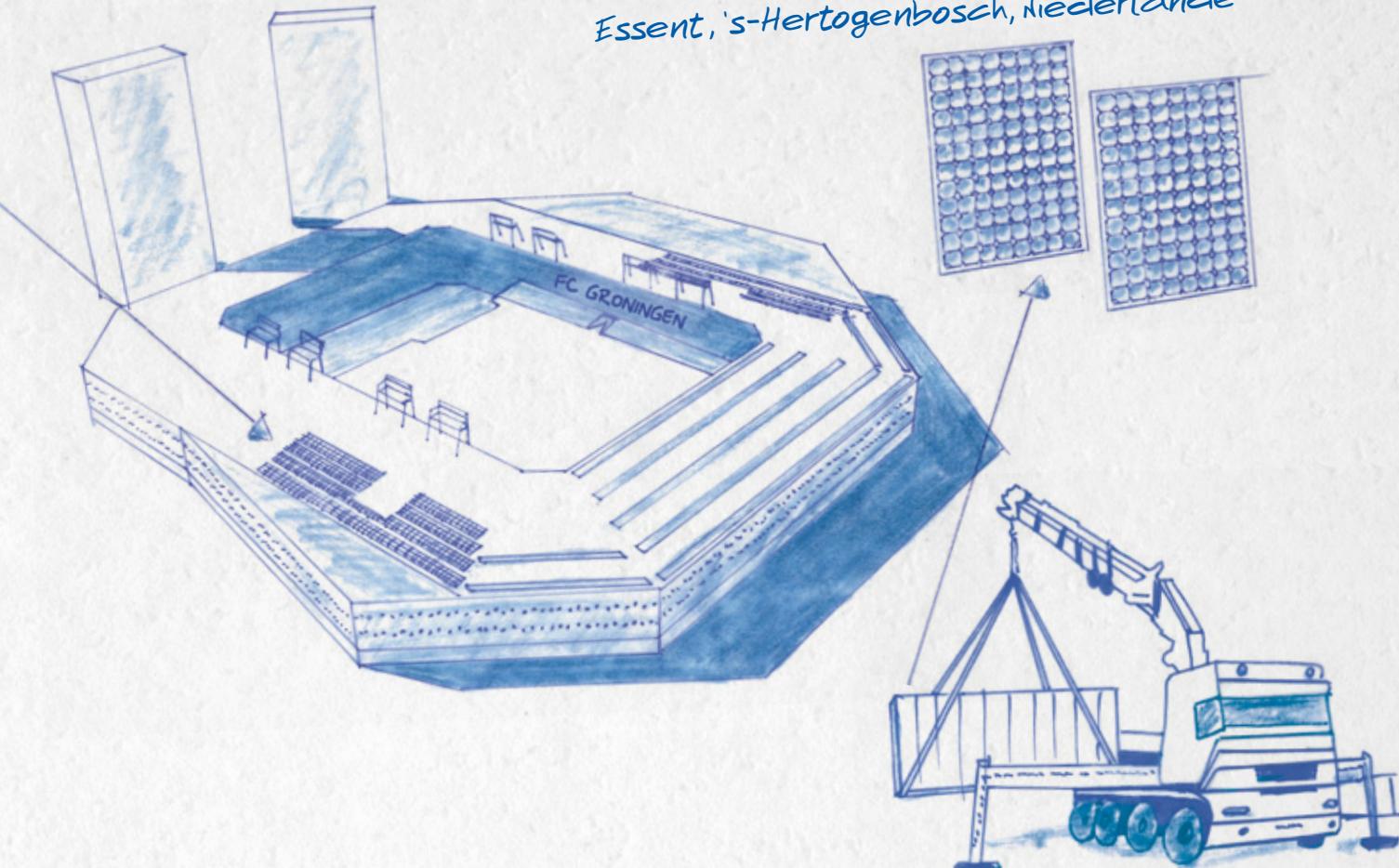
Installation des ersten Solarpanels auf dem Gemeinschaftsdach

Eine umweltschonende Energieversorgung braucht viele Menschen, die mitmachen.

Auch Haushalte in Mietwohnungen können durch unser Projekt Solarstrom erzeugen. Im Euroborg-Stadion leisten sie ihren Beitrag zum Klimaschutz – und gehen selbst dann nicht leer aus, wenn der FC Groningen verliert.

Charlotte Halbe

Essent, 's-Hertogenbosch, Niederlande



STROM UND GAS: RWE BIETET ALLES AUS EINER HAND



Stromerzeugung



Gas- und Ölförderung



Energiehandel/Gas Midstream



Strom- und Gasnetze



Strom- und Gasvertrieb



Unsere Kunden

INHALT

An unsere Investoren

Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden	15
Der Vorstand der RWE AG	20
2013 in Kürze	22
RWE am Kapitalmarkt	24

1 Lagebericht

1.1 Strategie	30
1.2 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen	38
1.3 Politische Rahmenbedingungen	44
1.4 Wesentliche Ereignisse	50
1.5 Erläuterung der Berichtsstruktur	55
1.6 Geschäftsentwicklung	57
1.7 Finanz- und Vermögenslage	75
1.8 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)	81
1.9 Übernahmerechtliche Angaben	83
1.10 Innovation	85
1.11 Entwicklung der Risiken und Chancen	88
1.12 Prognosebericht	100

29

3 Versicherung der gesetzlichen Vertreter 133

4 Konzernabschluss	135
4.1 Gewinn- und Verlustrechnung	136
4.2 Gesamtergebnisrechnung	137
4.3 Bilanz	138
4.4 Kapitalflussrechnung	139
4.5 Veränderung des Eigenkapitals	140
4.6 Anhang	141
4.7 Aufstellung des Anteilsbesitzes (Teil des Anhangs)	200
4.8 Organe (Teil des Anhangs)	225
4.9 Bestätigungsvermerk des unabhängigen Abschlussprüfers	229

2 Unsere Verantwortung

2.1 Bericht des Aufsichtsrats	106
2.2 Corporate Governance	110
2.3 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)	114
2.4 Mitarbeiter	125
2.5 Nachhaltigkeit	127

105

Weitere Informationen

Glossar	231
Fünfjahresübersicht	234
Impressum	236
Finanzkalender	237

„DIE POLITIK BESTIMMT ÜBER DEN RAHMEN – ÜBER UNSEREN ERFOLG ENTSCHEIDEN WIR.“

Peter Terium, Vorstandsvorsitzender der RWE AG, über das Geschäftsjahr 2013, politische Reformen im Stromsektor und die Pläne des Managements zur Weiterentwicklung von RWE



Herr Terium, bei ihrem Amtsantritt titelten Zeitungen, Sie würden einen der härtesten Jobs in Deutschland übernehmen. Macht es noch Spaß?

Klares Ja. Aber es ist mehr als nur Spaß. Unsere über 66.000 Mitarbeiter stellen jeden Tag sicher, dass Computer, Handys, Waschmaschinen und Produktionsstätten laufen können. Sie sorgen mit unseren Produkten Strom und Gas dafür, dass der Blutkreislauf unserer Wirtschaft funktioniert. Dieses Unternehmen und diese Menschen zu repräsentieren, das macht mir nicht nur Freude – es macht mich stolz.

Die Zahlen wirken allerdings ernüchternd: Zum ersten Mal seit Jahrzehnten weist RWE einen Nettoverlust aus. Die Frage, wie Sie das Geschäftsjahr 2013 einordnen, erübrigt sich da wohl.

Keineswegs. 2013 war nicht alles schlecht. Operativ lagen wir gut im Rennen: Beim betrieblichen Ergebnis etwa haben wir mit 5,9 Mrd. € eine Punktlandung auf dem Planwert gemacht. Dass sich die Ertragslage in der konventionellen Stromerzeugung stark verschlechtern würde, stand von Anfang an fest – das für uns positive Schiedsurteil im Revisionsverfahren mit Gazprom dagegen nicht. Am meisten gefreut hat mich, dass wir mit unserem ehrgeizigen Kosten-senkungsprogramm deutlich schneller als erwartet vorangekommen sind.

Aber trotzdem mussten Sie 4,8 Mrd. € außerplanmäßig abschreiben ...

... was ja hauptsächlich der Krise in der konventionellen Stromerzeugung geschuldet ist. Dass wir hier schweren Zeiten entgegengehen, habe ich schon im Gespräch für den Geschäftsbericht 2012 deutlich gemacht. Damals, im Februar 2013, handelte die Megawattstunde Strom am deutschen Terminmarkt noch mit 42 €, Ende 2013 waren es nur noch 37 €. Mit anderen Worten: Unsere Kraftwerke werden in den kommenden Jahren noch weniger verdienen, als wir befürchtet hatten. Das mussten wir im Konzernabschluss berücksichtigen.

Inzwischen haben Sie angekündigt, verlustbringende Gaskraftwerke mit rund 3.800 Megawatt Gesamtleistung einzumotten. Kann das die Krise lindern?

Das ist leider nur ein Tropfen auf den heißen Stein. Und was wir hier tun, mutet mitunter absurd an. Nehmen Sie zum Beispiel das Kraftwerk Claus C in den Niederlanden: Die Anlage ist fabrikneu und auf dem höchsten technischen Stand. Mit einem Wirkungsgrad von fast 60% holt sie das Maximum an Emissionsvermeidung raus, das bei fossil befeuerten Kraftwerken derzeit möglich ist. Und dieses Kraftwerk mottent wir jetzt ein, weil es vom subventionierten Solarstrom aus dem

Markt gedrängt wird und deshalb Verluste einfährt. Das zu akzeptieren fällt nicht nur mir schwer, sondern vor allem der Mannschaft in der Anlage.

RWE will sich ja auch von einigen älteren Steinkohleblöcken trennen. Zusammen mit den Gaskraftwerken, die Sie einmotten, kommt man auf über 5.000 Megawatt. Wird sich diese Zahl 2014 weiter erhöhen?

Gut möglich. Entscheidend ist, wie erfolgreich wir dabei sind, defizitäre Anlagen wieder wirtschaftlich zu machen. Zumindest die laufenden Betriebskosten müssen gedeckt sein. Und das ist längst nicht bei allen Anlagen der Fall, die wir weiterbetreiben wollen.

Die deutsche Energiewende ist beschlossene Sache und die erneuerbaren Energien sind fester Bestandteil der Energieversorgung. Haben Kohle- und Gaskraftwerke überhaupt noch eine Zukunft?

Strom aus fossilen Energieträgern wird durch die Energiewende ja nicht überflüssig. Elektrizität lässt sich nur in sehr begrenztem Umfang speichern. Und das heißt: An einem kalten Winterabend mit stabilem Hochdruckeinfluss brauchen wir in Deutschland nahezu den gesamten Kraftwerkspark. Denn Sonne und Wind leisten dann so gut wie keinen Beitrag zur Stromversorgung. Das Problem ist, dass bei anderen Wetterverhältnissen oder zu anderen Tageszeiten große Mengen an Ökostrom das Netz fluten und den Preis an der Strombörsen in den Keller schicken.

Weihnachten 2013 gab es deshalb wieder negative Strompreise ...

... wie schon ein Jahr zuvor. Weil der Ökostrom ins Ausland abgeleitet werden musste, machte Deutschland seinen Nachbarn ein schönes Weihnachtsgeschenk. Für die Betreiber konventioneller Kraftwerke sind solche Geschenke allerdings nicht so erfreulich.

Bei der Bundesnetzagentur gehen immer mehr Ankündigungen von Kraftwerksschließungen ein. Muss man um die Versorgungssicherheit fürchten?

Kurzfristig wohl nicht. Seit 2013 kann die Bundesnetzagentur Kraftwerksschließungen untersagen. Die Betreiber werden dann dafür bezahlt, dass sie ihre Anlage verfügbar halten. Allerdings bekommen sie dafür nicht genug, um alle Kosten zu decken. Und für Investitionen in neue Kraftwerke, die wir langfristig brauchen, reichen die Zahlungen erst recht nicht. Das Problem ist also nicht gelöst, sondern nur verschoben.

Die neue Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag angekündigt, dass sie mittelfristig einen sogenannten „Kapazitätsmechanismus“ schaffen will. Gibt Ihnen das Hoffnung?

Es ist zumindest ein positives Signal. Denn wir brauchen ein System, das Kraftwerksbetreiber gesondert dafür entlohnt, dass sie Versorgungssicherheit bieten. Sie bekommen also nicht nur den Marktpreis für ihr Produkt Strom, sondern außerdem eine Vergütung dafür, dass sie einspringen können, wenn es keinen Ökostrom gibt. Man spricht hier auch von einem „Kapazitätsmarkt“.

Zahlungen für das Vorhalten von Kraftwerkskapazität – Gegner dieser Idee kritisieren, dass hier eine neue Subvention geschaffen wird ...

... und das ist falsch. Die Feuerwehr wird ja auch nicht nur dann bezahlt, wenn sie einen Brand löscht. Im Übrigen ist es so, dass der subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien das Thema „Kapazitätsmarkt“ erst auf den Tisch gebracht hat – weil er konventionelle Kraftwerke verdrängt, die weiter gebraucht werden. Wer will, dass flexible, emissionsarme Kraftwerke Partner der erneuerbaren Energien sind, darf Kapazitätsmärkte nicht reflexartig ablehnen.



„WER DAS UNTERNEHMEN MIT EINER GUTEN IDEE VORANBRINGEN KANN, SOLLTE NICHT AUF IMPULSE VON OBEN WARTEN.“

Frankreich und Großbritannien haben ja bereits die Einführung von Kapazitätsmärkten beschlossen. Sind die Konzepte dieser Länder auch richtungsweisend für Deutschland?

Besonders das französische Modell hat das Zeug, zum Leitbild für Deutschland zu werden; es passt zu den Vorschlägen der Verbände der Energiewirtschaft und der kommunalen Unternehmen. Schlecht wäre allerdings ein Wildwuchs nationaler Einzellösungen. Denn für alle Ziele, die wir in der Energiewirtschaft verfolgen, und für alle Hürden, die wir dabei überwinden müssen, ist der europäische Ansatz der effektivste – und kostengünstigste.

Hängen Wohl und Wehe von RWE also von den künftigen energiepolitischen Weichenstellungen ab?

Nein, so will ich das nicht verstanden wissen. Wir werden nicht die Hände in den Schoß legen und darauf warten, was in Berlin und Brüssel passiert. Die Politik bestimmt über den Rahmen – über unseren Erfolg entscheiden wir. Wo wir morgen stehen, hängt von uns selbst ab.

Eines Ihrer zentralen Anliegen ist die Stärkung der Finanzkraft. Die Nettoschulden wollen Sie auf das Dreifache des EBITDA begrenzen. Ende 2013 betrug das Verhältnis 3,5. Ist ein Verschuldungsfaktor von 3,0 auf mittlere Sicht realistisch?

Unmöglich ist er jedenfalls nicht, und wir arbeiten konsequent daran, dieses Ziel zu erreichen. Dabei setzen wir auf positive Ergebniseffekte aus Effizienzverbesserungen. Bei den Investitionen haben wir bereits den Rotstift angesetzt. Auch der Verkauf von Unternehmensteilen wird uns helfen. Darüber hinaus haben wir die Weichen für niedrigere Ausschüttungen gestellt.

Letzteres hat im September für reichlich Gesprächsstoff bei den Aktionären gesorgt. Bislang hat sie die hohe Dividende über fallende Börsenkurse hinweggetröstet. Fürchten Sie nicht, den Rückhalt der Anteilseigner zu verlieren?

Notwendige Einschnitte sorgen selten für ungeteilte Zustimmung. Aber der Aufsichtsrat unterstützt diesen Kurs. Ich erinnere mich, dass uns einige große institutionelle Investoren sogar dazu geraten haben. Und letztlich entscheiden ja die Anteilseigner auf der Hauptversammlung über die Ausschüttung.



„WIR MÜSSEN DIE GLEICHE DENKRICHTUNG WIE UNSERE KUNDEN EINSCHLAGEN, IHRE WÜNSCHE ANTIZIPIEREN.“

Aufsichtsrat und Vorstand wollen auf der kommenden Hauptversammlung am 16. April eine Dividende von 1 € je Aktie vorschlagen. Wird es dafür eine Mehrheit geben?

Unsere Aktionäre wissen, wie es um den Energiesektor steht und dass RWE keine Wundertüte ist, die nie leer wird. Bei RWE hat stets das Prinzip der Vernunft geherrscht. Und die Vernunft unserer Aktionäre ist Ausdruck ihrer Verbundenheit mit RWE. Ich vertraue darauf, dass diese gute Tradition Bestand hat.

Künftig soll ja ein Teil der Vergütung für Sie und Ihre Vorstandskollegen davon abhängen, wie gut Sie beim Schuldenabbau vorankommen. War das Ihre Idee?

Ich habe diese Idee unterstützt. Der Aufsichtsrat gibt uns damit das klare Signal, wie wichtig auch ihm die dauerhafte Stärkung unserer Finanzkraft ist. Bereits Ende 2016 müssen wir den Verschuldungsfaktor auf 3,0 gesenkt haben – sonst wird die Vergütung gekürzt.

Die Nettoschulden konnten Sie 2013 bereits um 2,3 Mrd. € senken. Allerdings hat sich auch das EBITDA verringert. Welche Entwicklung erwarten Sie für 2014?

Beim EBITDA rechnen wir mit einer Bandbreite von 7,6 bis 8,1 Mrd. €. Das ist deutlich weniger als im Vorjahr, weil die Margen unserer Kraftwerke weiter sinken. Außerdem entfällt die hohe Gazprom-Zahlung von 2013, die ja nur ein Einmal-

effekt war. Sollten die Nettoschulden zunächst stabil bleiben – wovon wir ausgehen –, dürfte der Verschuldungsfaktor sogar steigen, anstatt zu fallen. 2015 soll er aber wieder sinken. Ab dann werden wir in jedem Jahr nur noch so viel investieren und ausschütten, wie wir im laufenden Geschäft verdienen.

In der 2014er-Prognose nicht berücksichtigt ist der geplante Verkauf von RWE Dea. Glauben Sie nicht mehr daran, im laufenden Jahr einen Vertragsabschluss vermelden zu können?

Doch, das ist ein realistisches Ziel. Allerdings kommt es darauf an, welchen Preis man uns bietet. Da ist vieles noch offen, und deshalb haben wir RWE Dea erst einmal in der Prognose behalten.

Zum Thema Effizienzsteigerungen: 2013 haben Sie das erst ein Jahr zuvor aufgelegte Programm aufgestockt. Sie streben nun einen positiven Ergebniseffekt von mindestens 1,5 Mrd. € an. Wie groß ist das Risiko, zu scheitern?

Gering. Das ist keine Großspurigkeit, sondern meine nüchterne Einschätzung als gelernter Controller. Schauen Sie nur, was wir schon geschafft haben: Ursprünglich wollten wir bis Ende 2013 das Programmziel zur Hälfte erreicht haben – das wären 750 Mio. € gewesen; tatsächlich liegen wir bereits bei 1 Mrd. €. Noch vor einigen Monaten war unser Ziel, das Programm bis Ende 2017 umsetzen zu können. Jetzt sind wir optimistisch, es ein Jahr früher schaffen zu können. Aber das gelingt natürlich nur, wenn wir unser hohes Tempo halten und nicht lockerlassen.

Im betrieblichen Ergebnis von 2013 hat man das nicht gesehen. Hier lag RWE lediglich im Soll.

Falsch – man hat es gesehen. Unsere Performance im Handelsgeschäft war schwächer als gedacht. Und in der konventionellen Stromerzeugung kam eine unerwartet hohe Belastung aus einem Strombezugsvertrag hinzu. Ohne die zusätzlichen Effizienzsteigerungen hätte das Ergebnis unter Plan gelegen.

Aber mal ehrlich: Reichen solche Effizienzverbesserungen aus, um RWE fit für die Herausforderungen der Energiewelt von morgen zu machen?

Nein, natürlich nicht. Kosteneffizient zu sein, ist im zunehmenden Wettbewerb in unserer Branche eine notwendige Voraussetzung, wenn man überleben will. Hinreichend für den Erfolg ist sie nicht. Da muss man schon deutlich mehr zu bieten haben.

Und das wäre?

Energieversorger sind längst nicht mehr in der Komfortzone früherer Jahrzehnte unterwegs, in der es reichte, Strom und Gas zuverlässig zu einem akzeptablen Preis anzubieten. Damals sprach man von „Abnehmern“, heute spricht man von „Kunden“. Und die haben individuelle Wünsche und Verbrauchsprofile. Wenn wir erfolgreich sein wollen, muss RWE all diesen Kunden ein Angebot machen können, das sie überzeugt.

Glauben Sie, dass sich das Unternehmen mit Produkten wie „RWE SmartHome“ einen Wettbewerbsvorteil verschaffen kann?

Natürlich kann es das. Beleg dafür sind die Verkaufszahlen: Allein an unserem Aktionstag „Smart Friday“ im November letzten Jahres gingen 120.000 Online-Bestellungen für SmartHome-Produkte bei uns ein. In der Zukunft stellen unsere Kunden die Heizung an, bevor sie zuhause sind. Waschmaschinen werden dann mit dem Smartphone oder PC gesteuert und zu Tageszeiten laufen, wenn Strom besonders günstig ist. Aber das ist nur ein kleiner Ausschnitt von dem, was kommt. Und RWE macht es möglich.

Sind Sie sicher, dass Ihre Kunden schon so weit sind? Oder zählt für sie nicht letztlich doch nur, wer im Preisvergleich am günstigsten abschneidet?

Das mag für viele unserer Kunden zutreffen. Aber nur darauf abzustellen, wäre viel zu kurz gedacht. Firmen wie Apple oder Google haben es vorgemacht: Wir müssen die gleiche Denkrichtung wie unsere Kunden einschlagen, ihre Wünsche antizipieren. Beispielsweise haben viele Haushalte heute ein Solarmodul auf dem Dach. Bei sinkenden Einspeisevergütungen wird es sich für sie zunehmend lohnen, den Solarstrom selbst zu verbrauchen. Wir haben dafür schon die Lösung parat: „RWE HomePower solar“ – ein innovatives System für die dezentrale Stromspeicherung. Auch Servicequalität spielt eine große Rolle. Wenn ein Kunde bei uns anruft und einen freundlichen, kompetenten Mitarbeiter antrifft, wird das seine Treue zu uns zumindest nicht schmälern. Daher hat es mich auch so gefreut, dass die Kundenbetreuer der RWE Vertrieb 2013 mit dem Deutschen Servicepreis ausgezeichnet wurden.

Seit Anfang 2014 bündeln Sie die Vertriebskompetenz des Konzerns in einer eigenen Management-Einheit, der RWE Retail. Wird das helfen, RWE noch wettbewerbsfähiger zu machen?

Ja, das ist das Ziel. In der RWE Retail sitzen die Vorstände aus unseren wichtigsten Vertriebseinheiten – aber nicht um Tee zu trinken und ergebnisoffen zu debattieren. Sie haben künftig die Verantwortung für unser gesamtes Endkundengeschäft; ihr Auftrag ist, eine konzernweite Vertriebsstrategie zu entwickeln und den Verkauf von Strom und Gas länderübergreifend zu steuern. Hier liegt viel Synergiepotential.

Aber ist der Vertrieb nicht letzten Endes ein lokales Geschäft, das sich an den Kundenbedürfnissen, Mentalitäten und regulatorischen Rahmen vor Ort ausrichten muss?

Das bestreite ich gar nicht. Und trotzdem frage ich mich: Warum soll eine Marketing-Idee, die in Großbritannien ein Erfolg war, nicht auch in den Niederlanden funktionieren oder in Deutschland? Und warum soll ich ein Vertriebskonzept in Polen umsetzen, das so ähnlich schon in Ungarn gefloppt ist? Ich wünsche mir, dass Ideen und Erfahrungen den Weg aus der Tochtergesellschaft oder Region hinaus in den Konzern finden – und letztlich alle davon profitieren. Erst dann, und das gilt nicht nur für den Vertrieb, nutzen wir die Möglichkeiten, die uns die Größe und die Vielfalt von RWE bieten.

Haben Sie das vor Augen, wenn Sie für eine neue Unternehmenskultur bei RWE eintreten?

„Neu“ wäre unfair gegenüber den vielen Mitarbeitern, die sich schon heute mit Leidenschaft für RWE einsetzen und dabei weit über den Tellerrand ihrer Abteilung oder Gesellschaft hinausblicken. Was ich mir wünsche, ist, dass diese Mentalität in immer mehr Büros und immer mehr Werkhallen gelebt wird. Und ich wünsche mir Initiativegeist: Wer das Unternehmen mit einer guten Idee voranbringen kann, sollte nicht auf Impulse von oben warten. Kämen Neuerungen nur „top-down“ zustande, wären wir viel zu langsam, um im Wettbewerb mitzuhalten. Ein chinesisches Sprichwort sagt: „Wenn der Wind der Veränderung weht, bauen die einen Mauern, die anderen Windmühlen.“ Trotz knapper Mittel: Von solchen Windmühlen können wir nicht genug haben.

*Das Gespräch führte Dr. Burkhard Pahnke,
RWE Investor Relations.*

DER VORSTAND DER RWE AG



Peter Terium
Vorstandsvorsitzender

Geboren 1963 in Nederweert (Niederlande), Ausbildung zum Wirtschaftsprüfer am Nederlands Instituut voor Registeraccountants, von 1985 bis 1990 Audit Supervisor bei KPMG, von 1990 bis 2002 verschiedene Positionen bei der Schmalbach-Lubeca AG, 2003 Eintritt in die RWE AG als Leiter Konzerncontrolling, von 2005 bis 2009 Vorsitzender der Geschäftsführung der RWE Supply & Trading GmbH, von 2009 bis 2011 Vorstandsvorsitzender von Essent N.V., von September 2011 bis Juni 2012 Mitglied des Vorstands und stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG, seit Juli 2012 Vorsitzender des Vorstands der RWE AG.

Konzernressorts

- Corporate Affairs Konzern
- Recht & Compliance Konzern
- Group Mergers & Acquisitions
- Konzernstrategie & Unternehmensentwicklung
- Information Technology

Dr. Rolf Martin Schmitz
Stellvertretender Vorstandsvorsitzender
und Vorstand Operative Steuerung

Geboren 1957 in Mönchengladbach, promovierter Maschinenbauingenieur, von 1988 bis 1998 bei der VEBA AG u. a. zuständig für Konzernentwicklung und Wirtschaftspolitik, von 1998 bis 2001 Vorstand der rhenag Rheinische Energie AG, von 2001 bis 2004 Vorstand der Thüga AG, von 2004 bis 2005 Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH, von 2006 bis 2009 Vorsitzender des Vorstands der RheinEnergie AG und Geschäftsführer der Stadtwerke Köln, von Mai 2009 bis September 2010 Vorstand Operative Steuerung National der RWE AG, seit Oktober 2010 Vorstand Operative Steuerung und seit Juli 2012 gleichzeitig stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG.

Konzernressorts

- Beteiligungsmanagement
- Kommunen
- Forschung & Entwicklung Konzern
- Koordination Erzeugung/Netz/Vertrieb

[15 Interview mit dem Vorstandsvorsitzenden](#)[20 Der Vorstand der RWE AG](#)[22 2013 in Kürze](#)[24 RWE am Kapitalmarkt](#)

Dr. Bernhard Günther
Finanzvorstand

Geboren 1967 in Leverkusen, promovierter Volkswirt, von 1993 bis 1998 bei McKinsey & Company, 1999 Eintritt in die RWE AG als Abteilungsleiter im Bereich Konzerncontrolling, von 2001 bis 2005 Bereichsleiter Unternehmensplanung und Controlling der RWE Power AG, von 2005 bis 2006 Bereichsleiter Konzerncontrolling der RWE AG, von 2007 bis 2008 Geschäftsführer und CFO der RWE Gas Midstream GmbH sowie gleichzeitig Geschäftsführer und CFO der RWE Trading GmbH, von 2008 bis 2012 Geschäftsführer und CFO der RWE Supply & Trading GmbH, seit Juli 2012 Mitglied des Vorstands und seit Januar 2013 Finanzvorstand der RWE AG.

Konzernressorts

- Rechnungswesen & Steuern Konzern
- Konzerncontrolling
- Konzernfinanzen
- Investor Relations
- Group Risk
- Konzernrevision

Uwe Tigges
Arbeitsdirektor

Geboren 1960 in Bochum, Ausbildung zum Fernmeldemonteur und Meister Elektrotechnik, Studium der Technischen Betriebswirtschaftslehre, von 1984 bis 1994 diverse Tätigkeiten in der Informationstechnik bei der VEW AG und VEW Energie AG, von 1994 bis 2012 freigestellter Betriebsrat (zuletzt der RWE Vertrieb AG) sowie Vorsitzender des Europäischen Betriebsrats der RWE AG, von 2010 bis 2012 Vorsitzender des Konzernbetriebsrats von RWE, seit Januar 2013 Mitglied des Vorstands und seit April 2013 Arbeitsdirektor der RWE AG.

Konzernressorts

- Konzernsicherheit
- Konzerneinkauf
- Personal- und Führungskräftemanagement Konzern
- Tarif-/Mitbestimmungs-Steuerung Konzern

2013 IN KÜRZE

01 2013

JANUAR

RWE Generation geht an den Start

In der neuen Gesellschaft haben wir nahezu unsere gesamte Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie gebündelt. Wir sind damit effizienter aufgestellt und können zügiger auf die gewaltigen Veränderungen im Kraftwerkssektor reagieren. RWE Generation betreibt Anlagen mit einer Gesamtkapazität von derzeit 44 Gigawatt an Standorten in Deutschland, den Niederlanden, Großbritannien und der Türkei.

03 2013

MÄRZ

Vorstand stellt RWE Dea zum Verkauf

Das Tätigkeitsfeld unserer Tochtergesellschaft – die Exploration und Förderung von Öl und Gas – und das klassische Versorgergeschäft bieten kaum Synergien. Seit dem Entstehen liquider europäischer Gasmärkte hat der Zugang zu eigenen Gasquellen für uns an Bedeutung verloren. Ohne RWE Dea sparen wir zudem Mittel für Investitionen, die erforderlich sind, um das Wachstumspotenzial des Unternehmens auszuschöpfen. Wir hoffen, noch im Jahr 2014 einen Verkaufsvertrag abschließen zu können.

03 2013

MÄRZ

RWE Innogy veräußert Minderheitsanteile an britischen Windparks

Die Fondsgesellschaft Greencoat UK Wind und die staatliche UK Green Investment Bank übernehmen gemeinsam einen 49,9%-Anteil an unserem Offshore-Windpark Rhyl Flats. Greencoat UK Wind erwirbt darüber hinaus Minderheitsbeteiligungen an drei Onshore-Windparks: im März an Little Cheyne Court (41%) sowie im November an Lindhurst und Middlemoor (je 49%). In allen Fällen bleibt RWE Innogy Mehrheitseigentümer und Betreiber der Anlagen. Die Verkaufserlöse summieren sich auf 237 Mio. £ (279 Mio. €).

08 2013

AUGUST

RWE trennt sich von Beteiligung an Excelerate Energy

Unser 50%-Anteil an dem US-Unternehmen wird vom Miteigentümer George B. Kaiser erworben. Excelerate Energy ist im Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) tätig. Die Gesellschaft war zunächst auf den Handel und Transport von LNG spezialisiert; nun liegt der Fokus auf der Bereitstellung von LNG-Infrastruktur, die nicht zum Kerngeschäft von RWE zählt.

08 2013

AUGUST

Gaskraftwerk im türkischen Denizli nimmt kommerzielle Stromproduktion auf

Die Anlage verfügt über eine Nettoleistung von 787 Megawatt und gehört mit einem Wirkungsgrad von 57% zu den modernsten ihrer Art. Eigentümer und Betreiber ist ein Joint Venture, an dem RWE 70% und das türkische Energieunternehmen Turcas 30% hält. Gemeinsam mit Turcas haben wir rund 500 Mio. € für das Kraftwerk ausgegeben.

09 2013

SEPTEMBER

Vorstand beschließt Stärkung der Finanzkraft durch Anpassung der Dividendenpolitik

Der Aufsichtsrat unterstützt diese Entscheidung. Die beiden Gremien werden der Hauptversammlung am 16. April 2014 für das Geschäftsjahr 2013 eine Dividende von 1 € je Aktie vorschlagen. Für 2012 waren 2 € gezahlt worden. Der Dividendenvorschlag für die Geschäftsjahre ab 2014 soll sich an einer Ausschüttungsquote von 40 bis 50% des nachhaltigen Nettoergebnisses orientieren. Bislang üblich waren 50 bis 60%. Der Vorstand will die einbehaltene Mittel für eine Verringerung der Schulden einsetzen.

04 2013

APRIL

Sechster RWE-Windpark in Polen geht offiziell ans Netz

Die insgesamt 19 Turbinen des Windparks Nowy Staw sind innerhalb von zehn Monaten in der Nähe von Danzig aufgestellt worden. Bis August 2013 kommen noch drei Turbinen hinzu, durch die eine Gesamtleistung von 45 Megawatt erreicht wird. Mit allen sechs Windparks verfügt RWE Innogy in Polen über eine Stromerzeugungskapazität von 197 Megawatt.

06 2013

JUNI

Schiedsgericht billigt RWE verbesserte Preiskonditionen für Erdgasbezüge von Gazprom zu

Der langfristige Bezugsvertrag mit dem russischen Gaskonzern hat wegen einer darin enthaltenen Ölpreisbindung zu hohen Belastungen für uns geführt. Das Schiedsgericht legt fest, dass die Preisformel um eine Gaspreisindexierung ergänzt wird, die sich an den Marktbedingungen zum Startzeitpunkt der Preisrevision im Mai 2010 orientiert. Außerdem spricht es RWE eine Entschädigung von rund 1 Mrd. € zu. Sie deckt einen Großteil unserer Verluste ab, die aus dem Vertrag seit Revisionsbeginn angefallen sind.

08 2013

AUGUST

RWE verkauft tschechischen Ferngasnetzbetreiber NET4GAS

Erwerber ist ein Konsortium aus Allianz und Borealis Infrastructure; durch die Transaktion fließen uns 1,6 Mrd. € zu. NET4GAS hält die exklusive Lizenz für den Betrieb des mehr als 3.600 Kilometer langen Ferngasleitungsnetzes in der Tschechischen Republik. Zu den Tätigkeitsfeldern der Gesellschaft gehört neben dem innertschechischen Transportgeschäft auch der internationale Gastransit.

10 2013

OKTOBER

RWE Dea startet Gasförderung aus dem Nordseefeld Breagh

Breagh ist einer der ergiebigsten Gasfunde in der südlichen britischen Nordsee. Unser Anteil an der Förderlizenz beträgt 70%. Einen Monat vor dem Produktionsstart in Breagh haben wir im ägyptischen Konzessionsgebiet Disouq mit der Gasförderung begonnen. Disouq ist unser erstes Erdgasprojekt in Ägypten. Wir sind alleiniger Eigentümer der Konzession.

11 2013

NOVEMBER

Aufstockung des Effizienzsteigerungsprogramms bekannt gegeben

Beim Start des Programms im Jahr 2012 war unser Ziel, mit kostensenkenden und erlösessteigernden Maßnahmen einen dauerhaften Ergebnisbeitrag von 1 Mrd. € zu erzielen. Das wollten wir bis Ende 2014 erreichen. Nun streben wir mindestens 1,5 Mrd. € bis Ende 2016 an. Von den zusätzlichen Maßnahmen, mit deren Umsetzung wir schon 2013 begonnen haben, entfällt der Großteil auf das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft.

12 2013

DEZEMBER

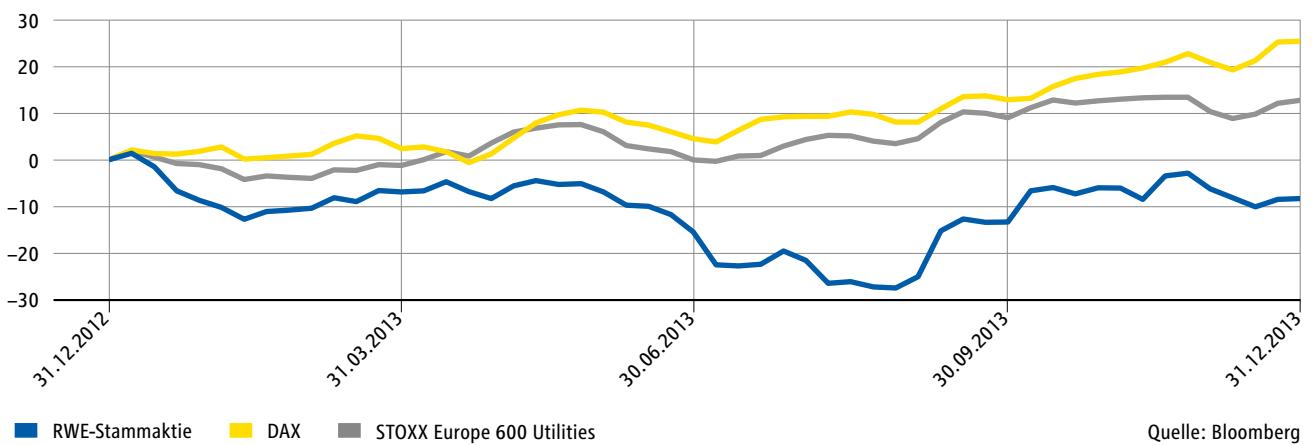
RWE steigt aus Gasgeschäft in Ungarn aus

Mit dem staatlichen ungarischen Energiekonzern MVM vereinbaren wir vertraglich, dass MVM unseren 49,8%-Anteil am Gasversorger FÖGÁZ übernimmt. Die Transaktion hat ein Volumen von umgerechnet 137 Mio. €. FÖGÁZ betreibt ein Gasnetz mit einer Länge von 5.800 Kilometern und beliefert über 800 Tsd. Endkunden. Die restlichen 50,2% an dem Unternehmen werden von der Stadt Budapest gehalten.

RWE AM KAPITALMARKT

Beflügelt von einer lockeren Geldpolitik führender Notenbanken erreichten die Aktienindizes in zahlreichen europäischen Ländern 2013 neue Höchstmarken. So auch in Deutschland: Der DAX überschritt im Herbst zum ersten Mal überhaupt die 9.000-Punkte-Marke. Im Jahresverlauf legte das deutsche Börsenbarometer um 25 % zu. Mit einer Performance von –8% blieben die RWE-Stammaktien weit dahinter zurück. Eine zentrale Rolle spielte dabei, dass sich die Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung weiter verschlechtert haben. Ungewöhnlich günstig waren die Refinanzierungskonditionen am Anleihemarkt: Hier bewegten sich die Zinsen auf historisch niedrigem Niveau.

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



Aktienmärkte trotzten der Krisenstimmung. Trotz anhaltender Staatsschuldenkrise im Euroraum und durchwachsener Konjunkturdaten war 2013 ein gutes Börsenjahr. Als wichtigster Stimulus für die Aktienkurse erwies sich die lockere Geldpolitik führender Notenbanken, allen voran der Europäischen Zentralbank und der Federal Reserve in den USA. Der deutsche Leitindex DAX elte von einem Rekordwert zum nächsten und überschritt Ende Oktober zum ersten Mal überhaupt die 9.000-Punkte-Marke. Ende Dezember ging er mit 9.552 Punkten aus dem Handel. Gegenüber dem Schlusskurs von 2012 ist das ein Plus von 25 %.

Für Besitzer von RWE-Aktien war die Jahresbilanz weniger erfreulich. Die Stämme notierten Ende 2013 mit 26,61 € und die Vorzüge mit 23,25 €. Das entspricht einer Performance (Rendite aus Kursveränderung und Dividende) von –8% bzw. –12%. Damit blieben die RWE-Titel auch weit hinter dem

Branchenindex STOXX Europe 600 Utilities zurück, der um 13 % zulegte. Einen negativen Einfluss hatte der fortgesetzte Rückgang der Terminpreise am deutschen Stromgroßhandelsmarkt, durch den sich die Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung weiter verschlechtert haben. Im Jahresverlauf vertraten immer mehr Analysten die Auffassung, dass es RWE nur mit Dividendenkürzungen und/oder einer weiteren Kapitalerhöhung gelingen könne, den Verschuldungsgrad nachhaltig zu verringern. Die Stämme notierten im August zeitweise nur noch knapp oberhalb der 20-Euro-Marke, legten dann aber wieder deutlich zu, als sich die Strompreise vorübergehend etwas erholteten. Positiv wirkte auch, dass sich Gerüchte über eine bevorstehende Kapitalerhöhung nicht bestätigten. Allerdings kündigte der Vorstand der RWE AG am 19. September 2013 an, dass er künftig eine restriktivere Dividendenpolitik verfolgen wird (siehe Seite 50).

Dividendenvorschlag von 1 € für das Geschäftsjahr 2013.

Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 16. April 2014 für das Geschäftsjahr 2013 eine Dividende von 1 € je Aktie vorschlagen. Damit würden wir 27% des nachhaltigen Nettoergebnisses an unsere Aktionäre ausschütten. Unsere frühere Dividendenpolitik sah eine Quote von 50 bis 60% vor. Wegen der verschlechterten Ertragsperspektive in der konventionellen Stromerzeugung

sind wir davon abgerückt. Für die Geschäftsjahre ab 2014 soll sich der Dividendenvorschlag in einem Korridor von 40 bis 50% des nachhaltigen Nettoergebnisses bewegen. Trotzdem gehört RWE weiterhin zu den DAX-Unternehmen mit einer attraktiven Dividendenrendite: Für das Geschäftsjahr 2013 liegt diese bei 3,8%, wenn man den Jahresschlusskurs unserer Stammaktie als Basis nimmt. Bei den Vorzugsaktien ergibt sich ein Wert von 4,3%.

Performance der RWE-Aktien und wichtiger Indizes bis Ende 2013 in % p.a.	1 Jahr	5 Jahre	10 Jahre
RWE-Stammaktie	-8,3	-9,9	3,6
RWE-Vorzugsaktie	-11,9	-8,8	4,0
DAX	25,5	14,7	9,2
EURO STOXX 50	21,5	8,5	4,3
STOXX Europe 50	17,1	10,8	4,3
STOXX Europe 600	20,8	14,0	6,7
STOXX Europe 600 Utilities	13,1	1,0	6,8
REXP ¹	-0,5	4,2	4,5

1 Index für Staatspapiere am deutschen Rentenmarkt

Stammaktien mit Zehn-Jahres-Rendite von 3,6% p.a.

Wegen ihrer schwachen Performance im vergangenen Jahr sind RWE-Aktien auch im langfristigen Renditevergleich zurückgefallen. Wer Ende 2003 für 10.000 € unsere Stämme gekauft und die Dividenden reinvestiert hat, verfügte zehn Jahre später über 14.293 €. Mit unseren Vorzugsaktien hätte sich der Depotwert auf 14.781 € erhöht.

Das entspricht einer durchschnittlichen Jahresrendite von 3,6% bzw. 4,0%. Bei einer Investition in den Versorgerindex STOXX Europe 600 Utilities wäre der Depotwert im Zehnjahreszeitraum auf 19.230 € angewachsen und bei einer Investition in den DAX sogar auf 24.090 €. Die Anleger hätten damit eine Jahresrendite von 6,8% bzw. 9,2% erzielt.

Kennzahlen der RWE-Aktien		2013	2012	2011	2010	2009
Ergebnis je Aktie ¹	€	-4,49	2,13	3,35	6,20	6,70
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie ¹	€	3,76	4,00	4,60	7,03	6,63
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit je Aktie ¹	€	9,36	7,15	10,22	10,31	9,94
Dividende je Aktie	€	1,00 ²	2,00	2,00	3,50	3,50
Ausschüttung	Mio. €	615 ²	1.229	1.229	1.867	1.867
Ausschüttungsquote ³	%	27	50	50	50	53
Dividendenrendite der Stammaktie ⁴	%	3,8	6,4	7,4	7,0	5,2
Dividendenrendite der Vorzugsaktie ⁴	%	4,3	7,0	7,9	7,3	5,6
Börsenkurse der Stammaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	26,61	31,24	27,15	49,89	67,96
Höchstkurs	€	31,90	36,90	55,26	68,96	68,58
Tiefstkurs	€	20,74	26,29	21,77	47,96	46,52
Börsenkurse der Vorzugsaktie						
Kurs zum Ende des Geschäftsjahres	€	23,25	28,53	25,44	47,99	62,29
Höchstkurs	€	29,59	34,25	52,19	62,52	62,65
Tiefstkurs	€	20,53	24,80	20,40	44,51	41,75
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.480	538.971	533.559	533.132
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	16,2	19,1	16,6	28,0	38,0

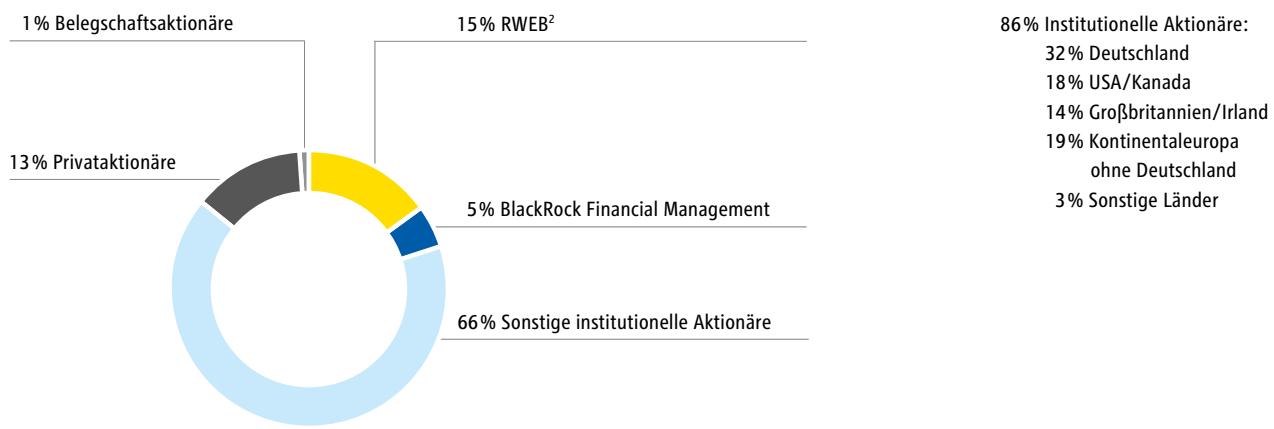
1 Bezogen auf die jahresdurchschnittliche Anzahl der im Umlauf befindlichen Aktien

2 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2013 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 16. April 2014

3 Quotient aus Ausschüttung und nachhaltigem Nettoergebnis

4 Quotient aus Dividende je Aktie und Aktienkurs zum Ende des Geschäftsjahres

Aktionärsstruktur der RWE AG¹



1 Die Prozentangaben beziehen sich auf den Anteil am gezeichneten Kapital.

Quellen: Aktionärsstrukturerhebung und Mitteilungen nach dem deutschen Wertpapierhandelsgesetz (WpHG); Stand: Dezember 2013

2 Ehemals RW Energie-Beteiligungsgesellschaft

Breite internationale Aktionärsbasis. Das Grundkapital der RWE AG ist eingeteilt in 614.745.499 Aktien, davon 39.000.000 Vorzüge ohne Stimmrecht. Wie im Vorjahr waren Ende 2013 rund 86% der RWE-Aktien im Eigentum institutioneller und 14% im Eigentum privater Anleger (inkl. Belegschaftsaktionäre). Institutionelle Investoren in Deutschland besaßen Ende des Jahres 32% des Aktienkapitals (Vorjahr: 34%); in Nordamerika, Großbritannien und Irland hielten sie zusammen ebenfalls 32% (30%) und in Kontinentaleuropa ohne Deutschland 19% (19%). Die RWEB GmbH, in der kommunale Anteile gebündelt sind, ist mit 15% größter Einzelaktionär von RWE. Sie tritt an die Stelle der RW Energie-Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, die im September 2013 auf die RWEB GmbH verschmolzen worden ist. Nach uns vorliegenden Informationen hält der

Vermögensverwalter BlackRock Financial Management (USA) mit rund 5% die größte RWE-Position außerhalb Deutschlands. Der Anteil der RWE-Stammaktien in Streubesitz (Free Float), den die Deutsche Börse bei der Indexgewichtung zugrunde legt, betrug zum Jahresende 84%.

Etwa 1% der RWE-Aktien befindet sich im Eigentum unserer Mitarbeiter. Im vergangenen Jahr nahmen knapp 26 Tsd. Personen – das entspricht 59% aller Bezugsberechtigten – an unserem Belegschaftsaktienprogramm teil und zeichneten insgesamt 452 Tsd. Aktien. Über das Programm ermöglichen wir den Mitarbeitern unserer deutschen Gesellschaften, RWE-Aktien zu vergünstigten Konditionen zu beziehen. Im Berichtsjahr haben wir 5,9 Mio. € dafür aufgewendet.

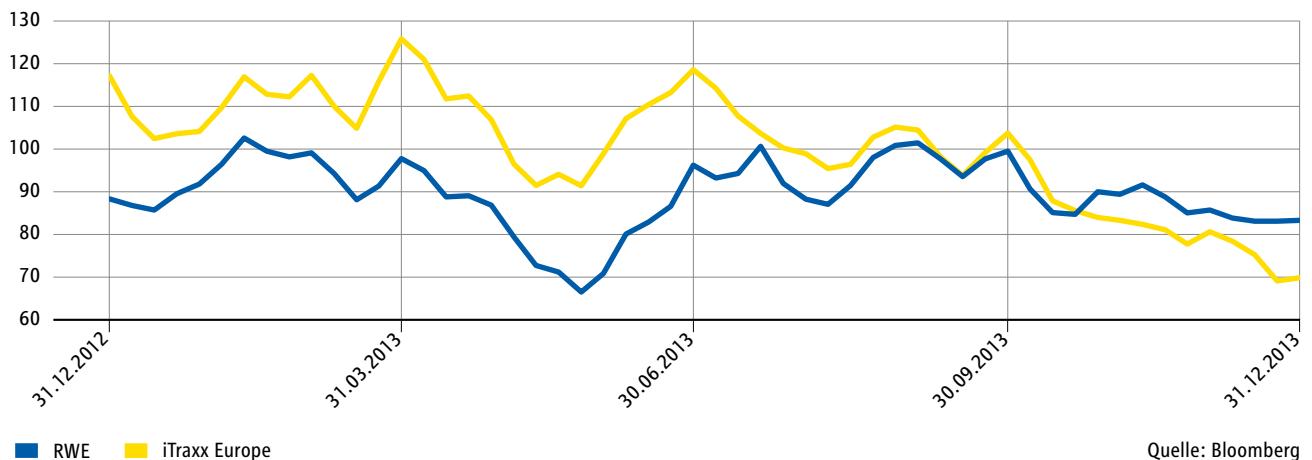
Börsenkürzel der RWE-Aktien	Stammaktien	Vorzugsaktien
Reuters: Xetra	RWEG.DE	RWEG_p.DE
Reuters: Frankfurt	RWEG.F	RWEG_p.F
Bloomberg: Xetra	RWE GY	RWE3 GY
Bloomberg: Frankfurt	RWE GR	RWE3 GR
Wertpapier-Kennnummer (WKN) in Deutschland	703712	703714
International Securities Identification Number (ISIN)	DE 0007037129	DE 0007037145
American Depository Receipt CUSIP Number	74975E303	-

RWE an deutschen Börsen und in den USA gehandelt.

RWE-Aktien werden in Deutschland an den Börsenplätzen Frankfurt am Main und Düsseldorf sowie über die elektronische Handelsplattform Xetra gehandelt. Sie sind außerdem im Freiverkehr in Berlin, Bremen, Hamburg, Hannover, München und Stuttgart erhältlich. Außerhalb Deutschlands ist RWE in den USA über ein sogenanntes Level-1-ADR-

Programm im Freiverkehr vertreten. Gehandelt werden dort aber nicht unsere Aktien, sondern American Depository Receipts (ADRs). Bei ADRs handelt es sich um Aktienzertifikate, die von US-amerikanischen Depotbanken ausgegeben werden und eine bestimmte Anzahl hinterlegter Aktien eines ausländischen Unternehmens repräsentieren.

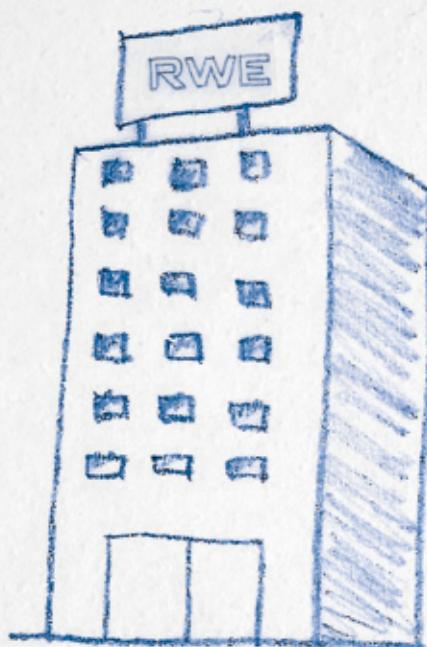
Entwicklung des fünfjährigen Credit Default Swap (CDS) für RWE und des CDS-Index iTraxx Europe
in Basispunkten (Wochendurchschnittswerte)



Niedrige Zinsen und Kreditabsicherungskosten. Die expansive Geldpolitik führender Notenbanken hat auch am Anleihemarkt deutliche Spuren hinterlassen: Die Zinssätze bewegten sich 2013 auf historisch niedrigem Niveau. Bei zehnjährigen deutschen Staatsanleihen lagen die Renditen zeitweise nur knapp über 1%; später erholten sie sich wieder etwas. Vergleichsweise niedrig waren auch die Kosten der Absicherung von Kreditrisiken über Credit Default Swaps (CDS). Der Index iTraxx Europe, der aus den CDS-Preisen von 125 großen europäischen Unternehmen gebildet wird, lag Ende 2013 bei 70 Basispunkten für fünfjährige Laufzeiten. Er hatte sich im Jahresverlauf um 40% verbilligt. Fünfjährige CDS für RWE,

die in der ersten Jahreshälfte noch deutlich unter dem iTraxx Europe notierten, wurden Ende 2013 mit 13 Basispunkten über dem Index gehandelt. Dass sie ihren Kostenvorteil eingebüßt haben, lässt sich u. a. auf die erwähnten kritischen Analystenstimmen zur Finanzlage von RWE zurückführen. Außerdem hat die führende Ratingagentur Moody's ihre Bonitätsnote für RWE im Juni von A3 auf Baa1 gesenkt (siehe Seite 79). Trotz dieser Faktoren können wir uns weiterhin zu attraktiven Konditionen am Fremdkapitalmarkt finanzieren. So haben wir im Oktober 2013 eine Anleihe mit einer Laufzeit von etwas über zehn Jahren begeben, deren Rendite zum Emissionszeitpunkt bei 3,1% lag (siehe Seite 75).

1 LAGEBERICHT



1.1 STRATEGIE

Ehrgeizige politische Ziele zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmen zunehmend den regulatorischen Rahmen im Energiesektor. Für RWE ergeben sich dadurch immense Anforderungen im Hinblick auf Wettbewerbsfähigkeit, Innovationskraft und finanzielle Stärke. Unsere Strategie folgt einem Leitbild, das all diese Aspekte berücksichtigt: Wir werden der glaubwürdige und leistungsstarke Partner für die nachhaltige Umgestaltung des europäischen Energiesystems.

Stärkung der Finanzkraft und Beitrag zur Energiewende stehen im Mittelpunkt der Strategie. Die europäischen Energiemarkte unterliegen einem tiefgreifenden Veränderungsprozess, insbesondere in unserem angestammten Erzeugungsgeschäft. Eine wesentliche Rolle spielt dabei der rasante, stark subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien. Nach aktueller Datenlage machten diese Ende 2013 bereits 45% der gesamten deutschen Stromerzeugungskapazität aus. Solaranlagen kamen allein auf 19%. Vier Jahre zuvor waren es erst 6% gewesen. Der Solarboom und stark gefallene Preise für Steinkohle und CO₂-Emissionsrechte haben die Notierungen im Stromgroßhandel unter Druck gebracht. Folge: Die Wirtschaftlichkeit unseres Kraftwerksparks hat sich zuletzt massiv verschlechtert. Das spiegelt sich im Konzernabschluss 2013 in niedrigeren operativen Erträgen und hohen Wertberichtigungen wider. Während die konventionelle Stromerzeugung 2012 noch über die Hälfte des betrieblichen Ergebnisses von RWE ausmachte, war es ein Jahr später nur noch ein knappes Viertel. Fest steht auch: Unser in der vergangenen Dekade gestartetes Kraftwerksneubauprogramm mit einem Investitionsvolumen von über 12 Mrd. € wird nicht die ursprünglich erwarteten Rückflüsse bringen.

Die Entwicklungen der vergangenen Jahre, insbesondere die deutsche Energiewende, haben wir zum Anlass genommen, ein Leitbild für unsere Rolle in der Energiewelt von morgen zu formulieren und daraus konkrete Ziele abzuleiten. Auf den Seiten 32 ff. erläutern wir dies ausführlich. In der Vergangenheit haben wir den Kurs des Unternehmens mit den Begriffen „nachhaltiger“, „robuster“ und „internationaler“ beschrieben (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 32). Neue Märkte zu erschließen, hat für uns heute keine Priorität mehr, auch wegen finanzieller Restriktionen. Die Ziele, nachhaltiger zu wirtschaften und robuster zu werden, sind dagegen weiterhin Eckpfeiler unserer Strategie.

Führende Position in zahlreichen europäischen Energiemärkten. Der regionale Fokus unseres Strom- und Gasgeschäfts ist und bleibt Europa. Hier haben wir uns als führender Strom- und Gasanbieter etabliert und die für uns wichtigsten Märkte erschlossen: Deutschland, Benelux, Großbritannien sowie Zentralost- und Südosteuropa. Bei der Strom- und Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien sind wir auch außerhalb dieser Regionen aktiv, z. B. in Spanien und Italien.

Marktpositionen des RWE-Konzerns nach Absatz	Strom	Gas
Deutschland	Nr. 1	Nr. 3
Niederlande	Nr. 2	Nr. 2
Großbritannien	Nr. 4	Nr. 5
Zentralost-/Südosteuropa	Nr. 1 in Ungarn Nr. 5 in der Slowakei Nr. 5 in Polen Nr. 7 in Tschechien Präsenz in Kroatien Präsenz in der Türkei	Nr. 1 in Tschechien Nr. 2 in der Slowakei
Europa insgesamt	Nr. 3	Nr. 5

30 Strategie

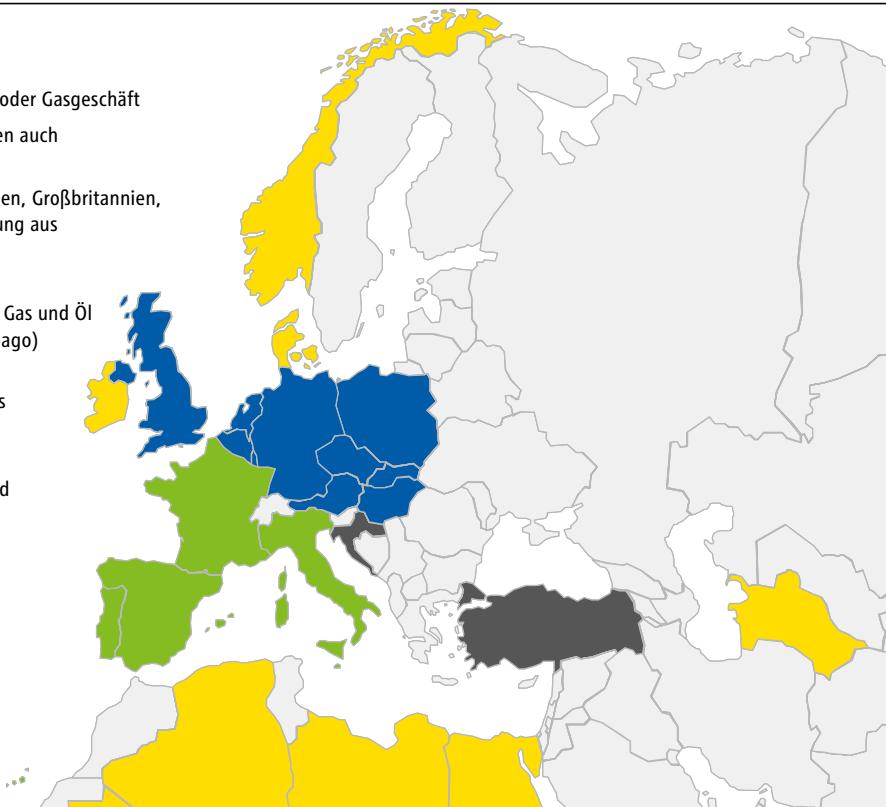
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung

In den reifen Märkten Deutschland, Benelux und Großbritannien sehen wir nur begrenztes Wachstumspotenzial; eine Ausnahme ist Belgien: Hier bauen wir den Energievertrieb aus. In den übrigen Ländern wollen wir mit innovativen Produkten, die auf die individuellen Bedürfnisse unserer Kunden zugeschnitten sind, unsere erreichten Marktpositionen trotz steigender Wettbewerbsintensität sichern. In unserem Heimatmarkt Deutschland sind wir zudem bei der Weiterentwicklung der Energieinfrastruktur gefordert, damit die ehrgeizigen Ziele der Politik im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Energieeffizienz und den Klimaschutz erreicht werden können. Nur Unternehmen, die dabei eine aktive Rolle übernehmen, finden Akzeptanz und werden sich langfristig behaupten können.

In Zentralosteuropa wollen wir vor allem unsere Chancen zum Ausbau unserer Vertriebsaktivitäten nutzen. Eine solche Chance sehen wir u. a. in Tschechien: Wir sind dort die Nr. 1 im Gasgeschäft und wollen die bestehende Vertriebsinfrastruktur als Ausgangspunkt nutzen, um auch ein führender Anbieter von Strom zu werden. Ein weiteres Beispiel ist Kroatien, wo wir bereits als Abwasserentsorger in der Landeshauptstadt Zagreb und Miteigentümer des Steinkohlekraftwerks Plomin vertreten sind und nun in den Energievertrieb einsteigen. Ende 2013 versorgten wir dort bereits 28 Tsd. Kunden mit Strom. Auch in der Türkei, wo wir seit 2013 in Denizli ein Gaskraftwerk betreiben, bauen wir Vertriebsgeschäft auf. Außerdem wollen wir dort in den Energiehandel einsteigen.

Wo RWE aktiv ist

- Etablierte Marktposition im Strom- und/oder Gasgeschäft
 - In Deutschland, Großbritannien und Polen auch Upstream-Geschäft mit Gas und Öl
 - In Deutschland, den Niederlanden, Belgien, Großbritannien, Polen und Österreich auch Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Marktpräsenz im Upstream-Geschäft mit Gas und Öl (auch in Surinam sowie Trinidad und Tobago)
- Marktpräsenz in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
- Marktpräsenz in der Stromerzeugung und im Stromvertrieb



Nachhaltiges Wirtschaften stärkt Akzeptanz und Wettbewerbsfähigkeit. Energieversorgung ist ein langfristig angelegtes Geschäft. Umso wichtiger ist für uns, dass unser Handeln auf lange Sicht in Einklang mit den Erwartungen und Zielen der Gesellschaft steht. Unsere Entscheidungen müssen ökonomisch, ökologisch und sozial tragfähig sein. Wir haben zehn Handlungsfelder definiert, in denen wir die für uns wichtigsten Herausforderungen auf dem Gebiet der unternehmerischen Verantwortung (Corporate Responsibility) sehen. Für jedes dieser Handlungsfelder haben wir uns Ziele gesetzt und darüber hinaus Kennzahlen festgelegt, mit denen wir die Zielerreichung messen und gegenüber der Öffentlichkeit dokumentieren.

Eine besondere Bedeutung kommt dabei dem Klimaschutz zu. Als Europas größter Emittent von Kohlendioxid (CO_2) sind wir hier besonders gefordert, zumal mit hohen Emissionen auch hohe wirtschaftliche Risiken verbunden sind. Wir haben uns zum Ziel gesetzt, unseren CO_2 -Ausstoß bis 2020 auf 0,62 Tonnen je erzeugter Megawattstunde (MWh) Strom zu senken. Im Jahr 2013 lag er bei 0,76 Tonnen. Dabei setzen wir auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Außerdem wird sich der durchschnittliche Wirkungsgrad unseres Kraftwerksparks weiter erhöhen und damit der Emissionsfaktor sinken. Die Weichen dafür haben wir mit unserem Kraftwerksneubauprogramm gestellt, das 2014 abgeschlossen werden soll: Es hat die Basis dafür geschaffen, dass künftig noch mehr emissionsintensive Altanlagen vom Netz genommen werden können, ohne dass die Versorgungssicherheit gefährdet ist. Unser Nachhaltigkeitsanspruch bezieht sich jedoch nicht nur auf unseren eigenen CO_2 -Ausstoß: Als großer Betreiber von Energieinfrastruktur sind wir gefordert, den am Klimaschutzziel ausgerichteten Umbau des Energiesystems zu unterstützen. Das ist das Kernelement unseres Leitbildes und gilt insbesondere für Deutschland, wo wir unsere Aufgabe darin sehen, die Energiewende möglich zu machen.

Finanzielle Robustheit im volatilen Marktumfeld von heute wichtiger denn je. Hochgesteckte energiepolitische Ziele und Engpässe in den öffentlichen Haushalten haben zu einer Häufung von Staatsinterventionen in den Strom- und Gasmärkten geführt. Ein Beispiel dafür sind erzwungene Tarifsenkungen und zusätzliche steuerliche Belastungen in Ungarn. Unter dem Druck der Staatsfinanzkrise ging die Regierung Spaniens sogar so weit, die Förderung der erneuerbaren Energien nachträglich zu kürzen. Auch der plötzliche Kurswechsel der deutschen Regierung in der Kernenergie nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima zeigt, dass der regulatorische Rahmen für Energieversorger weit weniger verlässlich ist als früher. Nur finanzkräftige Unternehmen können die daraus resultierenden Ergebnisrisiken beherrschen. Das ist ein wichtiger Grund für uns, warum wir unsere Finanzkraft deutlich stärken wollen. Robustheit bedeutet für uns auch eine ausbalancierte Präsenz auf den verschiedenen Wertschöpfungsstufen im Energiesektor. Damit besteht die Möglichkeit, dass Ergebniseinbrüche auf einer Stufe – z.B. in der konventionellen Stromerzeugung – durch stabile oder sogar steigende Ergebnisbeiträge auf anderen Stufen zumindest teilweise abgedeckt werden.

Das Leitbild von RWE. Die Strategie des RWE-Konzerns orientiert sich an einem Leitbild, das zum einen die ambitionierten politischen Ziele zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien berücksichtigt und zum anderen die daraus erwachsenden besonderen Herausforderungen im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit, Innovationskraft und finanzielle Stärke von RWE: Wir werden der glaubwürdige und leistungsstarke Partner für die nachhaltige Umgestaltung des europäischen Energiesystems. Aus diesem Leitbild ergeben sich drei strategische Ziele: Wir haben uns vorgenommen, (1) unsere Finanzkraft zu stärken, (2) RWE leistungs- und wettbewerbsfähiger zu machen und (3) den nachhaltigen Umbau des europäischen Energiesystems erfolgreich mitzugestalten. Auf diese drei Ziele und darauf, was sie konkret für uns bedeuten, gehen wir im Folgenden näher ein.

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

Unser Leitbild:

Wir werden der glaubwürdige und leistungsstarke Partner für die nachhaltige Umgestaltung des europäischen Energiesystems.

Unsere strategischen Ziele:

Stärkung der Finanzkraft	<ul style="list-style-type: none">▪ Sicherung des weiterhin uneingeschränkten Zugangs zum Kapitalmarkt▪ Mittelfristige Senkung der Nettoschulden auf das maximal 3,0-Fache des EBITDA▪ Ab 2015 vollständige Finanzierung von Investitionen und Ausschüttungen durch den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit
Verbesserung der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit	<ul style="list-style-type: none">▪ Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit durch effizientere Prozesse und eine schlagkräftigere Organisation▪ Verankerung einer leistungsorientierten Unternehmenskultur
Mitgestaltung des nachhaltigen Umbaus des europäischen Energiesystems	<ul style="list-style-type: none">▪ Sicherung der Stromversorgung durch flexible und effiziente Kraftwerke▪ Ausbau der erneuerbaren Energien▪ Weiterentwicklung der Verteilnetzinfrastruktur▪ Stärkung der Vertriebsposition durch innovative Produkte und Dienstleistungen

Stärkung der Finanzkraft. Wegen der umfangreichen Investitionen in den vergangenen Jahren und marktbedingt enttäuschender Mittelrückflüsse weisen wir derzeit eine hohe Verschuldung aus. Das hat sich nachteilig auf unsere Bonitätseinstufung durch die führenden Ratingagenturen ausgewirkt, die uns aktuell mit Baa1 (Moody's) und BBB+ (Standard & Poor's) bewerten und uns damit immer noch eine hohe Kreditwürdigkeit bescheinigen. Wegen unseres hohen Refinanzierungsbedarfs hat für uns oberste Priorität, dass wir uns jederzeit im gewünschten Maße und zu akzeptablen Konditionen mit Fremdkapital eindecken können – selbst in Krisenphasen an den Finanzmärkten. Um dies sicherzustellen, haben wir uns für den Verschuldungsfaktor – das ist das Verhältnis von Nettoschulden zu EBITDA – eine Obergrenze von 3,0 gesetzt. In den vergangenen drei Jahren lag der Faktor allerdings konstant bei 3,5. Mittelfristig wollen wir erreichen, dass die Obergrenze wieder eingehalten wird. Außerdem wollen wir unsere Investitionen und Ausschüttungen ab dem Geschäftsjahr 2015 wieder vollständig mit dem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit finanzieren. Wegen unserer hohen Investitionen war dies seit 2008 nicht mehr der Fall; 2013 haben wir dieses Ziel allerdings nur knapp verfehlt.

Für die Stärkung unserer Finanzkraft verfolgen wir mehrere Ansätze:

- **Effizienzsteigerungen.** Im Jahr 2012 haben wir das Programm „RWE 2015“ gestartet, das u. a. umfangreiche Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung vor sieht. Unser aktuelles, bis Ende 2016 laufendes Effizienzsteigerungsprogramm soll sich dauerhaft mit mindestens 1,5 Mrd. € positiv im betrieblichen Ergebnis niederschlagen. Wie auf Seite 72 dargestellt, sind wir auf dem besten Weg, dieses Ziel zu erreichen.
- **Verkauf von Unternehmensteilen.** Zur Verbesserung unserer Finanzlage soll auch die Veräußerung von Geschäftsteilen beitragen. Ganz oben auf der Verkaufsliste stehen Aktivitäten, die mit hohen Investitionen verbunden sind, so vor allem das von RWE Dea verantwortete Upstream-Geschäft mit Öl und Gas. Wir hatten 2012 bereits Desinvestitionen im Gesamtvolumen von 2,1 Mrd. € getätig. Im vergangenen Jahr kamen 2,2 Mrd. € hinzu, u.a. durch den Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS. Größtes laufendes Desinvestitionsprojekt ist die Veräußerung von RWE Dea: Hier hoffen wir, im Laufe des Jahres eine vertragliche Vereinbarung erzielen zu können. Trennen wollen wir uns auch von unserer Minderheitsbeteiligung an der auf Urananreicherung spezialisierten Urenco.

- **Kürzung von Investitionen.** Nach Abschluss des Kraftwerksneubauprogramms im laufenden Jahr werden wir unsere Sachinvestitionen deutlich zurückfahren. Für 2014 planen wir einen Mitteleinsatz von 4,5 Mrd. €. In den beiden Folgejahren sollen es nur noch 3,5 bzw. 3 Mrd. € sein. In den Zahlen ist RWE Dea noch mit durchschnittlich 1 Mrd. € pro Jahr enthalten. Ohne das Upstream-Geschäft erwarten wir ab 2016 ein Niveau von 2 Mrd. €. Wir werden uns dann auf Investitionen konzentrieren, die für die Aufrechterhaltung unserer Geschäftstätigkeit erforderlich sind, insbesondere für den Betrieb unserer Netze und Kraftwerke. Den Ausbau der erneuerbaren Energien wollen wir fortsetzen, allerdings mit gedrosseltem Tempo.
- **Neue Dividendenpolitik.** In den vergangenen Jahren haben sich Aufsichtsrat und Vorstand beim Dividendenvorschlag an einer Ausschüttungsquote von 50 bis 60% des nachhaltigen Nettoergebnisses orientiert. Für Geschäftsjahre ab 2014 soll die Bandbreite auf 40 bis 50% abgesenkt werden. Der Dividendenvorschlag für 2013 beträgt 1 € je Aktie und unterschreitet sogar beide genannten Korridore (27%). Bei entsprechender Beschlussfassung durch die Hauptversammlung vom 16. April 2014 bringt er uns gegenüber dem Vorjahr eine finanzielle Entlastung von über 600 Mio. €.

Verbesserung der Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit. Energieversorger, die im Wettbewerb bestehen wollen, können sich nicht mehr mit der Rolle des zuverlässigen Lieferanten von Strom oder Gas begnügen. Ihre Produkte müssen auch preislich attraktiv sein. Und sie müssen individuelle Kundenbedürfnisse berücksichtigen. Unternehmen, die im Hinblick auf Preise und Qualität konkurrenzfähig sein wollen, müssen effizient produzieren, über eine schlagkräftige Organisation verfügen und eine auf Leistung und Innovation ausgerichtete Kultur pflegen. Nur wenn wir uns diesen Anforderungen stellen, hat RWE auch in der Energiewelt von morgen einen festen Platz.

Unser Programm „RWE 2015“ ist auf all diese Aspekte ausgerichtet. Die darin enthaltenen Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung haben wir bereits erläutert. Sie

zielen nicht nur auf schlankere Prozesse ab, sondern auch auf organisatorische Verbesserungen. Ein Beispiel dafür ist die Bündelung des Managements unserer konventionellen Kraftwerke in der neuen RWE Generation, die Anfang 2013 ihre Tätigkeit aufnahm. Zum gleichen Zeitpunkt ist auch die RWE Group Business Services an den Start gegangen. In ihr führen wir Querschnittsfunktionen wie Rechnungswesen, Einkauf und Personalmanagement zusammen. Um Synergiepotenziale bei unseren Vertriebsaktivitäten zu realisieren, haben wir zum 1. Januar 2014 die RWE Retail gegründet, in der wir unsere Vertriebskompetenz bündeln. Die neue Management-Einheit wird u. a. für die konzernweite Vertriebsstrategie zuständig sein (siehe Seite 54). Funktionale Unternehmenseinheiten steuern wir zunehmend wie Profit-centers. Standardprozesse bündeln wir in Shared Service Centers und Expertenwissen in Centers of Expertise.

Ein weiterer Schwerpunkt von „RWE 2015“ liegt in der Weiterentwicklung der Unternehmenskultur. Wir brauchen Mitarbeiter, die mit Kreativität und Initiative Produkte und Prozesse verbessern, die mit ihren Ideen das Unternehmen voranbringen – und dabei nicht auf Impulse von oben warten. Kämen sinnvolle Neuerungen ausschließlich „top down“ zustande, wären wir nicht dynamisch genug, um im Wettbewerb mitzuhalten. Dafür ist unser Geschäft viel zu komplex geworden. Mehr denn je sind Kreativität und Innovationsfähigkeit gefragt – und zwar in allen Tätigkeitsfeldern und allen Unternehmensbereichen. Dabei streben wir auch eine bessere Zusammenarbeit der Mitarbeiter, Abteilungen und Gesellschaften von RWE an. Nach außen wollen wir unser Renommee als vertrauenswürdiger, kompetenter und serviceorientierter Anbieter stärken. Wie erfolgreich wir dabei sind, messen wir an der Zufriedenheit unserer Kunden. Daher haben wir uns besonders darüber gefreut, dass die Kundenbetreuer der RWE Vertrieb 2013 mit dem Deutschen Servicepreis ausgezeichnet wurden. RWE erreichte Platz 1 unter 65 Wettbewerbern. Als wesentliche Pluspunkte wurden Freundlichkeit, Individualität der Beratung und Kompetenz hervorgehoben. Im Januar 2014 wurde RWE Vertrieb erneut für hohe Servicequalität ausgezeichnet. Bei einer Markterhebung der renommierten Beratungsgesellschaft imug hat das Unternehmen den ersten Platz belegt.

30 Strategie

- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung

Mitgestaltung des nachhaltigen Umbaus des europäischen Energiesystems. Unser integriertes Geschäftsmodell entlang der gesamten Wertschöpfungskette bietet uns vielfältige Ansatzpunkte, um den Umbau des europäischen Energiesystems erfolgreich mitzugestalten:

- **Sicherung der Stromversorgung durch flexible und effiziente Kraftwerke.** Trotz des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien bleiben konventionelle Kraftwerke unverzichtbar. Ohne sie entstünden wegen der schwankenden Verfügbarkeit von Wind- und Solarstromanlagen regelmäßig Versorgungslücken, denn Strom aus erneuerbaren Energien ist nicht auf Knopfdruck verfügbar, weil er sich nur in sehr geringem Maße speichern lässt. Eine Studie der Deutschen Energieagentur (dena) zeigt, dass Gas- und Kohlekraftwerke im Jahr 2050 immer noch rund zwei Drittel der gesicherten Leistung stellen müssen. Nach den Berechnungen der dena sind das 60 Gigawatt (GW). Wir haben in den vergangenen Jahren verstärkt in die Flexibilität unserer Kraftwerke investiert, sodass sie besser auf Schwankungen der Ökostromeinspeisungen reagieren können. Beispielsweise kann die Leistung unseres 2012 in Betrieb genommenen Braunkohlekraftwerks in Neurath bei Köln, die bis zu 2.100 Megawatt (MW) beträgt, innerhalb von 15 Minuten um 500 MW angepasst werden. Zudem verfügen wir im Raum Deutschland/Niederlande über die höchste Kapazität an flexiblen Gaskraftwerken. Allerdings haben die vermehrten Stromeinspeisungen aus erneuerbaren Quellen gerade diese Anlagen hart getroffen. Viele Gaskraftwerke – auch aus unserem Bestand – decken heute nicht einmal ihre laufenden Betriebskosten. Das hat uns bereits veranlasst, einen Teil dieser Anlagen einstweilen nicht mehr zu betreiben, sondern zu konservieren (siehe Seite 53). Ein Großteil unserer effizienzverbessernden Maßnahmen ist außerdem darauf gerichtet, unser unter Druck geratenes Erzeugungsgeschäft profitabler zu machen und damit unsere Position als einer der führenden Kraftwerksbetreiber in Europa langfristig zu sichern.

▪ **Ausbau der erneuerbaren Energien.** Ein Eckpfeiler unserer Strategie ist weiterhin der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Allerdings müssen wir hier aus finanziellen Gründen das Wachstumstempo weiter drosseln und neue Wege bei der Finanzierung einschlagen. RWE Innogy, unsere auf Strom- und Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen spezialisierte Konzerngesellschaft, wird im Zeitraum von 2014 bis 2016 insgesamt rund 1 Mrd. € in den Ausbau der erneuerbaren Energien investieren. Das ist weniger als ursprünglich geplant. Ende 2013 betrieb RWE Innogy Erzeugungsanlagen mit 2,9 GW Gesamtleistung. Im laufenden Jahr soll sich diese Zahl auf 3,4 GW erhöhen.

Beim Ausbau der erneuerbaren Energien konzentrieren wir uns auf Windkraftanlagen an Festlandsstandorten (onshore) – mit regionaler Ausrichtung auf Deutschland, Großbritannien, die Niederlande und Polen. Derzeit errichten wir außerdem zwei Windparks im Meer (offshore): An Gwynt y Môr vor der walisischen Küste mit 576 MW Gesamtkapazität sind wir mit 60 % beteiligt; bei Nordsee Ost nahe Helgoland mit 295 MW sind wir alleiniger Investor. Nach Beendigung dieser beiden Projekte wollen wir weitere Offshore-Windkraft-Vorhaben nicht mehr gleichzeitig, sondern nur noch sukzessive angehen; außerdem werden wir uns um Partner bemühen. Konkrete Investitionsentscheidungen haben wir bislang nicht getroffen.

Auf dem Gebiet der Biomasse wird RWE Innogy keine Projekte mehr starten. Aktuell konzentriert sich das Unternehmen auf die Fertigstellung einer Biomasseanlage mit Kraft-Wärme-Kopplung im schottischen Markinch. Sie wird über eine elektrische Nennleistung von 46 MW verfügen und soll im Frühjahr 2014 die Produktion aufnehmen. Ein zweites Biomasseprojekt – in Enna auf Sizilien – konnte dagegen bereits abgeschlossen werden: Die Anlage mit 19 MW Nettoleistung ist seit Mitte 2013 am Netz.

Angesichts begrenzter finanzieller Ressourcen binden wir verstkt öffentliche und private Investoren in unsere Projekte ein. Mit unserem technischen Know-how nehmen wir aber weiterhin die Funktion des Entwicklers und Betreibers der Anlagen wahr. Finanzmittel für unsere laufenden Investitionen beschaffen wir uns auch durch den Verkauf von Beteiligungen an bestehenden Anlagen. So haben wir im vergangenen Jahr Minderheitsanteile an mehreren britischen Windparks mit über 200 MW Gesamtleistung an Finanzinvestoren verbert (siehe Seite 51). Die Erle aus solchen Transaktionen erlauben uns, in eine grere Zahl von Projekten zu investieren und damit unser Portfolio breiter und risikomer aufzustellen.

Darer hinaus gehen wir Projekt-Partnerschaften mit Kommunen und Stadtwerken ein. Ein Beispiel dafür ist Green GECCO, ein Gemeinschaftsunternehmen von RWE Innogy und 29 Stadtwerken, das im April 2010 gegrdet wurde und bereits über vier Windparks mit 57 MW Gesamtleistung verfügt. Mit kommunalen Partnern planen und realisieren wir derzeit Projekte mit einer Gesamtkapazität von 450 MW. Im Vordergrund steht dabei der Bau und Betrieb von Windkraftanlagen. Wie groß jedoch die Bandbreite unserer Aktivitäten ist, verdeutlicht ein Projekt mit der Stadt Kerpen aus dem vergangenen Jahr: Entlang der Autobahn A4 haben wir eine zwei Kilometer lange Photovoltaikanlage gebaut, die mehr als 500 Haushalte mit Strom versorgen soll. Das Besondere daran ist das Finanzierungskonzept: An den Baukosten von 2,5 Mio. € konnten sich auch die Bürger beteiligen, und zwar mit einer auf fünf Jahre befristeten Kapitaleinlage.

- **Weiterentwicklung der Verteilnetzinfrastruktur.** Das Netzeschft hat in unserem Portfolio auch künftig einen festen Platz. Beim Betrieb unserer deutschen Strom- und Gasverteilnetze haben wir wegen der auf Jahre hinaus gültigen Bestimmungen zu Kapitalverzinsung und Erlösobergrenzen ein vergleichsweise geringes Ergebnisrisiko. Allerdings beobachten wir, dass der Trend hin zu einer Rekommunalisierung der Energieversorgung geht: Versorger in öffentlicher Trägerschaft wollen den Betrieb der Netze vor Ort zunehmend selbst in die Hand nehmen. Wir reagieren darauf, indem wir Beteiligungsmodelle anbieten, und stüken damit das partnerschaftliche Verhältnis mit den Kommunen.

Bei der Umsetzung der deutschen Energiewende kommt dem Stromnetz eine Schlüsselrolle zu. Immer höhere Einspeisungen von Strom aus wetterabgngigen Quellen wie Windkraft und Sonnenenergie sowie die steigende Anzahl kleiner, dezentraler Erzeugungsanlagen stellen uns als Verteilnetzbetreiber vor große Herausforderungen. Um unter diesen Rahmenbedingungen eine zuverlige Stromversorgung zu gewährleisten, müssen wir in den Erhalt und den Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur investieren. Die dafür benötigten Mittel veranschlagen wir bis 2016 auf 650 Mio. € pro Jahr. Damit Netze effektiver und flexibler genutzt werden können, entwickeln wir neue Steuer- und Regeltechniken und testen sie in Feldversuchen. Ein Beispiel dafür ist das Projekt „Smart Operator“, über das wir auf Seite 85 berichten.

30 Strategie

- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung

▪ **Stärkung der Vertriebsposition durch innovative Produkte und Dienstleistungen.** Ende 2013 versorgten wir in Europa 16,1 Millionen Haushalte und Unternehmen mit Strom und 7,4 Millionen mit Gas. Unsere Kunden erwarten von uns faire Preise und bedarfsgerechte Angebote. Um unsere Marktpositionen im zunehmenden Wettbewerb behaupten zu können, erweitern wir unser Tätigkeitsfeld über den klassischen Vertrieb von Strom und Gas hinaus: Wir entwickeln neue Geschäftsmodelle für alle Endkundensegmente, indem wir unser Know-how auf dem Gebiet der Energieversorgung und der Informationstechnologie zusammenführen. Das Ergebnis sind innovative Produkte und auf individuelle Bedürfnisse zugeschnittene Lösungen, mit denen wir uns von anderen Versorgern abheben.

Angesichts steigender Energiekosten wollen immer mehr Haushalte ihren Verbrauch senken – aber möglichst ohne Abstriche bei der Lebensqualität machen zu müssen. Wir haben dafür die passenden Produkte, z. B. intelligente Stromzähler („Smart Meter“), eine automatische Steuerung des Verbrauchs zuhause („Smart Home“) oder Angebote rund um die Elektromobilität. Auch an Gewerbetreibende und mittelständische Industrieunternehmen vermarkten wir unser Know-how zur Energieeffizienz. Mit modernster Messtechnik und dem Energie-Controlling-System von RWE analysieren unsere Experten den Energieverbrauch und entwickeln betriebsspezifische Optimierungsmaßnahmen.

Auch auf dem Gebiet der dezentralen Energieversorgung sind wir stark aufgestellt. Derzeit betreiben wir in Deutschland über 1.000 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) mit einer Gesamtleistung von rund 3.000 MW. In einer Vielzahl von Fällen tun wir dies gemeinsam mit kommunalen Partnern oder Industrieunternehmen. Außerdem entwickeln wir neue Geschäftsmodelle auf Basis dezentraler Erzeugungstechnologien wie Mikro-KWK-Anlagen und Photovoltaik. Beispielsweise haben wir im Frühjahr 2013 ein innovatives System zur dezentralen Speicherung von Solarstrom („RWE HomePower solar“) auf den Markt gebracht. Die Nutzer dieses Systems können den von ihrer Solaranlage erzeugten Strom damit in viel größerem Umfang zur Deckung des Eigenverbrauchs nutzen. Das hat gleich zwei Vorteile: Unsere Kunden sparen Geld und das Netz wird stabiler, wenn die schwankenden Solarstrom-einspeisungen abnehmen.

Der Wertbeitrag – die zentrale Steuerungsgröße des RWE-Konzerns. Ob und in welchem Maße sich unsere Strategie als wirtschaftlich erfolgreich erweist, lesen wir an der Entwicklung des Unternehmenswertes von RWE ab. Bei seiner Ermittlung legen wir das auf Seite 68 f. erläuterte Wertmanagementkonzept zugrunde. Zentrale Steuerungsgröße für alle Aktivitäten des Konzerns ist der Wertbeitrag, den wir aus dem betrieblichen Ergebnis, den Kapitalkosten und dem eingesetzten Vermögen ableiten. Er ist neben weiteren, individuell vereinbarten Zielen auch Maßstab für die variable Vergütung unserer Führungskräfte. Beim Vorstand der RWE AG hängt der unternehmensbezogene Teil der Tantieme dagegen vom betrieblichen Ergebnis ab sowie in geringerem Umfang auch vom Erreichen unserer Ziele auf dem Gebiet der Corporate Responsibility.

1.2 WIRTSCHAFTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Das Jahr 2013 war von konjunktureller Unsicherheit geprägt. Nach aktueller Datenlage ist die Wirtschaft im Euroraum insgesamt geschrumpft, in Deutschland dagegen geringfügig gewachsen. Wegen der schwachen Konjunktur und fortgesetzter Energieeinsparungen hat sich der Stromverbrauch in unseren westeuropäischen Märkten leicht verringert, während kühleres Wetter die Nachfrage nach Gas belebt. Der Druck auf die Margen konventioneller Kraftwerke verstärkte sich, insbesondere in Deutschland und den Niederlanden. Niedrige Steinkohlepreise und der subventionierte Ausbau der erneuerbaren Energien gaben dafür den Ausschlag.

Weiterhin schwache Konjunktur in Europa. Nach aktueller Datenlage war die globale Wirtschaftsleistung im zurückliegenden Jahr um 2% höher als 2012. In der Eurozone prägt nach wie vor die Staatsschuldenkrise das konjunkturelle Gesamtbild. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) dürfte sich hier insgesamt verringert haben. In Deutschland, der größten Volkswirtschaft des Währungsraums, ist es allerdings nach vorläufiger Schätzung des Statistischen Bundesamtes um 0,4% angestiegen – u. a. dank eines robusten privaten Konsums. Die Niederlande konnten sich dem europäischen Trend nicht entziehen: Das BIP des Landes dürfte um 1% gesunken sein. Für Großbritannien wurde dagegen ein Plus von 1,9% ermittelt; positive Impulse gingen dort insbesondere vom Dienstleistungssektor aus. In Zentralosteuropa hat sich die vormals überdurchschnittliche Konjunkturdynamik stark abgeschwächt. Erste Erhebungen für Polen und Ungarn deuten auf ein BIP-Wachstum von 1,3% bzw. knapp 1% hin. Für Tschechien wird dagegen ein Rückgang von 1,5% veranschlagt.

Witterung kühler als 2012. 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. Je kälter es ist, desto höher der Heizwärmebedarf. Im Westen Europas lagen die Temperaturen 2013 leicht unter dem Durchschnittsniveau der vorangegangenen zehn Jahre, im äußersten Nordosten Europas dagegen ein wenig darüber. Verglichen mit 2012 herrschte in all unseren europäischen Kernmärkten eine etwas kühlere Witterung.

Auch die Stromerzeugung unterliegt Wettereinflüssen. Eine wichtige Rolle spielt dabei das Windaufkommen. In Deutschland und Polen war die durchschnittliche Auslastung unserer Windkraftanlagen niedriger als 2012, in Großbritannien, den Niederlanden und Spanien dagegen etwas höher. Unsere deutschen Laufwasserkraftwerke profitierten davon, dass die Flüsse im Frühjahr aufgrund hoher Niederschlags- und

Schmelzwassermengen mehr Wasser führten. Infolge der stark erhöhten deutschen Photovoltaikkapazitäten wirkt sich auch die Sonneneinstrahlung auf den Strommarkt aus. In Deutschland wurden 2013 landesdurchschnittlich 1.591 Sonnenstunden gemessen; im Vorjahr waren es 1.647 gewesen.

Wetterbedingt höherer Gasverbrauch – schwache Entwicklung der Stromnachfrage. Die schwache Konjunktur dämpfte den Stromverbrauch in unseren Kernmärkten. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) schätzt für 2013, dass die deutsche Stromnachfrage um 1,8% niedriger war als 2012. Aktuelle Daten lassen auch für die Niederlande und Großbritannien auf Rückgänge schließen, für Polen dagegen auf ein leichtes Plus und für Ungarn auf einen Anstieg um etwa 4%. Die Nachfrage nach Gas wurde dagegen durch die kühlere Witterung belebt: In Deutschland lag sie nach Zahlen des BDEW um etwa 6% über dem Vorjahresniveau. Für die Niederlande und Großbritannien haben die dortigen Netzbetreiber Zuwachsraten von gut 2% bzw. knapp 1% ermittelt. In Tschechien dürfte der Gasverbrauch um etwa 2% gestiegen sein.

Unsicherheit über Nachfrageentwicklung dämpft Ölpreise. Die Preise an den internationalen Rohölmarkten kamen 2013 nicht mehr ganz an das hohe Vorjahresniveau heran. Das Barrel der Nordseesorte Brent wurde am Londoner Spotmarkt mit durchschnittlich 109 US\$ (82 €) gehandelt; das sind 3 US\$ weniger als 2012. Der leichte Preisrückgang spiegelt die Unsicherheit über die Nachfrageentwicklung in China, den USA und den Euro-Krisenstaaten wider. Hinzu kam, dass die US-amerikanischen Rohöl-Lagerbestände zeitweise historische Höchstmarken erreichten. Gebremst wurde der Preisrückgang durch anhaltende Spannungen im Nahen Osten, vor allem in Syrien. Außerdem hat sich der Rohölbedarf in Schwellenländern weiter erhöht. Unerwartete Ausfälle von Lieferungen einiger Produzenten trugen ebenfalls zur Stabilisierung der Ölpreise bei.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen**
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung

Ein-Jahres-Terminpreise am Gas-Großhandelsmarkt TTF

in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

Stabile Terminpreise im Gashandel. Gaseinfuhren nach Kontinentaleuropa basieren teilweise auf ölpreasabhängigen Langfristverträgen, die Energieversorger mit Fördergesellschaften abgeschlossen haben. Daher werden die Importpreise von der Entwicklung am Ölmarkt mitbestimmt. Gaslieferungen nach Deutschland wurden 2013 mit durchschnittlich 28 € je Megawattstunde (MWh) abgerechnet; das sind 2 € weniger als im Vorjahr. Auf die Preisentwicklung im europäischen Gashandel haben die Ölnotierungen dagegen keinen direkten Einfluss. Am niederländischen Handelpunkt TTF (Title Transfer Facility), dem kontinentaleuropäischen Leitmarkt, lagen die Spotnotierungen im Mittel bei 27 € je MWh und damit um 2 € über dem Niveau von 2012. Der witterungsbedingte Anstieg der Gasnachfrage war dabei ein wichtiger Faktor. Der Gasterminkontrakt für 2014 (Forward

2014) wurde 2013 mit ebenfalls 27 € je MWh gehandelt. Das ist etwa so viel, wie 2012 für den Forward 2013 bezahlt wurde.

Im Endkundengeschäft entwickelten sich die Gaspreise wie folgt: Privathaushalte in Deutschland hatten geringfügig höhere Tarife zu entrichten als 2012. Die gleiche Kundengruppe musste in den Niederlanden 2% und in Großbritannien 8% mehr bezahlen, in Tschechien dagegen 5% weniger. Im Segment der Industrieunternehmen zeigte sich in Deutschland keine nennenswerte Preisveränderung gegenüber 2012. In den Niederlanden und Tschechien hat sich Gas für die Industrie um 13 bzw. 5% verbilligt, in Großbritannien dagegen um 11% verteuert.

Ein-Jahres-Terminpreise für Steinkohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen

in US\$/Tonne (Wochendurchschnittswerte)



Quelle: RWE Supply & Trading

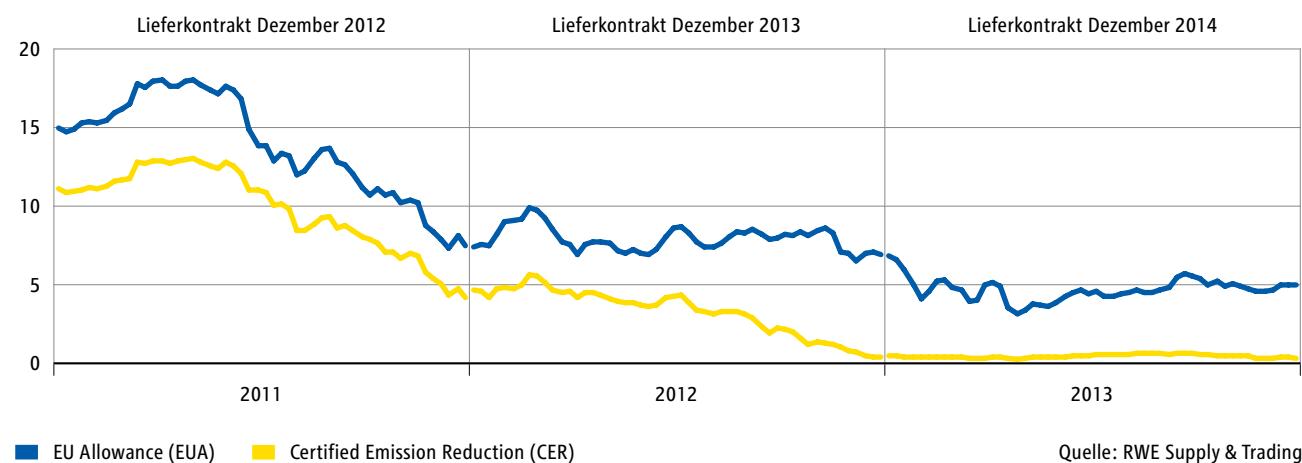
Anhaltender Preisverfall am Steinkohlemarkt. Der im vergangenen Jahr beobachtete Abwärtstrend bei den Steinkohlepreisen hat sich fortgesetzt. Kohlelieferungen nach Amsterdam/Rotterdam/Antwerpen (inkl. Fracht und Versicherung) kosteten 2013 im Spothandel durchschnittlich 82 US\$ (62 €) und damit 11 US\$ weniger als 2012. Der Forward 2014 (Index API 2) notierte mit 89 US\$ (67 €); das sind 14 US\$ weniger, als 2012 für den Forward 2013 bezahlt werden musste. Der weltweite Kohlemarkt ist tendenziell überversorgt. Nachfrageseitig macht sich das gebremste Wachstum in China bemerkbar. Zugleich dämpft eine Abwertung der Rupie die Kohleeinfuhren Indiens, während in den USA kostengünstiges Schiefergas den Bedarf an anderen Energieträgern mindert. Auf der Angebotsseite kommt zum Tragen, dass etliche Förderländer in der Vergangenheit ihre Kapazitäten ausgebaut haben. Trotz wegbrechender Margen passen sie die Produktionsmengen nur zögerlich an die neuen Gegebenheiten an. In der Entwicklung der Kohlenotierungen spiegeln sich auch die Kosten für den Überseetransport wider, die sich nach längerer Abwärtsbewegung zuletzt wieder stabilisiert haben. Für die Standardroute von Südafrika nach Rotterdam wurden im vergangenen Jahr durchschnittlich 9 US\$ je Tonne in Rechnung gestellt, 1 US\$ mehr als 2012.

Schwache Industriekonjunktur drückt Preise im Emissionshandel. Der europäische Handel mit CO₂-Emissionsrechten ist ebenfalls durch eine anhaltende Baisse gekennzeichnet. Ein Standardzertifikat (EU Allowance – EUA) für 2014 kostete 2013 durchschnittlich 4,70 € je Tonne CO₂. Der vergleichbare Vorjahreswert hatte bei 7,90 € gelegen. Der seit 2011 beobachtete Preisverfall ist u. a. auf die konjunkturbe-

dingte Abschwächung von Industrieproduktion und Stromerzeugung zurückzuführen. Eine Rolle spielt auch der rasche Ausbau der erneuerbaren Energien – vor allem in Deutschland: Die Einspeisungen der Solar- und Windkraftanlagen verdrängen zunehmend die Stromproduktion fossil befeuerter Kraftwerke und tragen damit auch zum Rückgang der Nachfrage nach Emissionsrechten bei. Inzwischen zeichnet sich ab, dass wesentlich mehr Zertifikate zur Verfügung stehen, als in der dritten Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 tatsächlich benötigt werden. Allerdings können überschüssige EUAs nach heutiger Rechtslage in spätere Handelsperioden übertragen werden, sodass die Preisentwicklung auch in hohem Maße von den Markterwartungen zur Zukunft des Emissionshandels nach 2020 beeinflusst wird.

Durch den im Kyoto-Protokoll geschaffenen Clean Development Mechanism haben europäische Unternehmen die Möglichkeit, ihre heimischen Emissionen bis zu bestimmten Obergrenzen auch durch Einreichung von Certified Emission Reductions (CERs) abzudecken. Dabei handelt es sich um Gutschriften aus emissionsmindernden Maßnahmen in Entwicklungs- und Schwellenländern. CERs haben sich ebenfalls stark verbilligt: Zertifikate für 2014 handelten im Berichtsjahr mit durchschnittlich 0,50 €; der vergleichbare Vorjahreswert betrug 3,30 €. Hier röhrt der Preisverfall einerseits daher, dass die EU absolute Obergrenzen für die Anerkennung von CERs im europäischen Emissionshandelssystem festgelegt hat; andererseits gibt es außerhalb Europas derzeit keine bedeutenden Absatzmärkte für diese Zertifikate. Aufgrund der Vielzahl emissionsmindernder Projekte weltweit wird daher erwartet, dass weit mehr CERs generiert werden, als jemals genutzt werden können.

Terminpreise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandel
in €/Tonne CO₂ (Wochendurchschnittswerte)



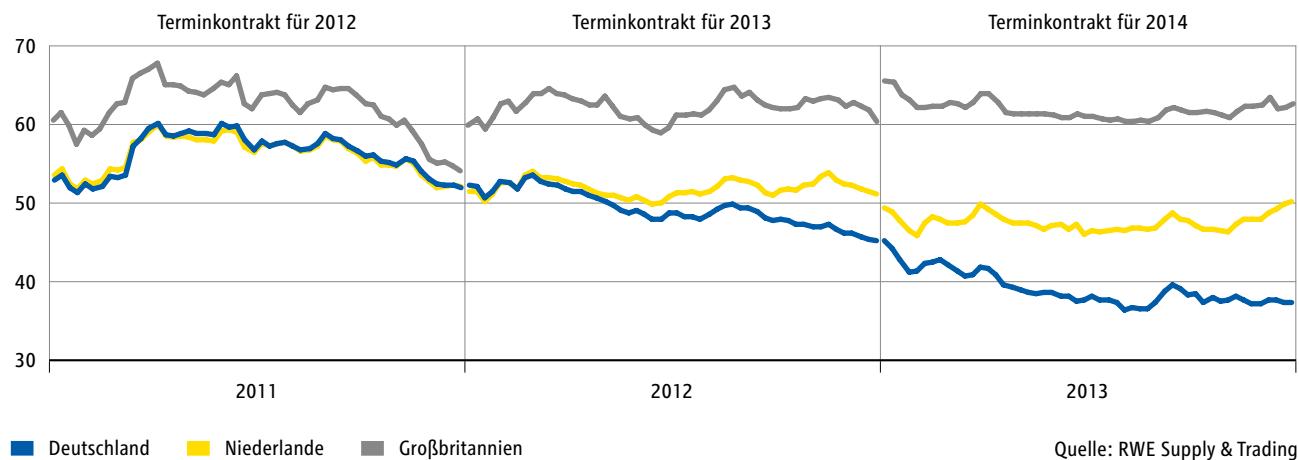
Stromgroßhandel: Rückläufige Notierungen in Deutschland – Preisanstieg in Großbritannien. Die deutliche Verbilligung von Steinkohle und Emissionszertifikaten sowie zunehmende Stromeinspeisungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hatten zur Folge, dass sich die Stromgroßhandelspreise in unserem größten Erzeugungsmarkt Deutschland deutlich verringerten. Im vergangenen Jahr notierte hier die Megawattstunde Grundlaststrom am Spotmarkt mit durchschnittlich 38 € und damit 5 € unter dem Vorjahreswert. Rückläufig waren auch die Notierungen am Terminmarkt: Der Forward 2014 handelte im Durchschnitt des Jahres 2013 mit 39 € je MWh Grundlaststrom. Das sind 10 € weniger, als 2012 für den 2013er-Forward bezahlt werden musste.

In Großbritannien, wo wir unsere zweitgrößte Erzeugungsposition haben, wurde Grundlaststrom im Spothandel mit durchschnittlich 50 £ (59 €) je MWh abgerechnet, gegenüber 45 £ im Vorjahr. Eine Rolle spielen dabei wetterbedingte Preisspitzen am Gasmarkt im März 2013; in Großbritannien haben Gaskraftwerke einen wesentlich höheren Anteil an der Stromproduktion als in Deutschland und damit einen stärkeren Einfluss auf die Stromnotierungen. Preissteigernd wirkte auch, dass die Regierung zum 1. April 2013 eine

Steuer auf CO₂-Emissionen einführte. Im britischen Terminhandel haben die Notierungen ebenfalls angezogen. Der Grundlast-Forward 2014 kostete 2013 durchschnittlich 53 £ je MWh. Der vergleichbare Vorjahreswert hatte bei 50 £ gelegen. Umgerechnet in Euro blieben die Terminpreise stabil (62 €). Das ergibt sich aus einer Abwertung des britischen Pfunds.

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. Im vergangenen Jahr lagen die Stromgroßhandelspreise in den Niederlanden ein gutes Stück über dem deutschen Niveau. Im dortigen Spothandel wurden für Grundlaststrom im Jahresmittel 52 € je MWh bezahlt, 4 € mehr als 2012. Rückläufig waren dagegen die Preise am Terminmarkt: Stromlieferkontrakte für das folgende Kalenderjahr notierten 2013 mit durchschnittlich 47 €, gegenüber 52 € im Vorjahr.

Ein-Jahres-Terminpreise für Grundlaststrom
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



Rückläufige Margen in der Stromerzeugung. Maßgeblich für die Ertragslage unserer Kraftwerke ist nicht nur, wie sich die Stromgroßhandelspreise entwickeln, sondern auch, was die Brennstoffe und Emissionsrechte kosten, die für die Stromerzeugung benötigt werden. Den Uranbedarf für unse-

re Kernkraftwerke decken wir mittels langfristiger Verträge zu stabilen Konditionen. Auch bei unseren Braunkohlekraftwerken schwanken die Brennstoffkosten kaum. Der Grund dafür ist, dass Braunkohle generell nicht an Märkten gehandelt wird, sondern wir sie selbst abbauen. Den Brennstoff für

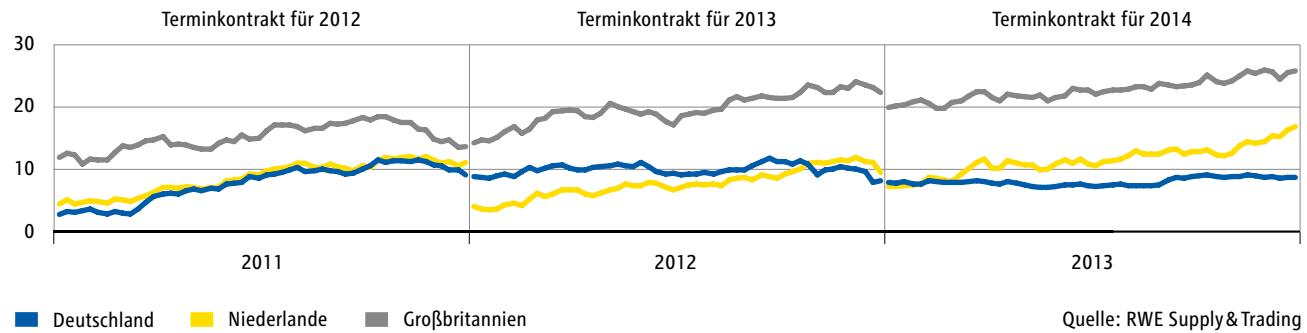
unsere Steinkohle- und Gaskraftwerke beschaffen wir dagegen fast ausschließlich an liquiden Handelsplätzen. Daher schwanken die Erzeugungskosten hier typischerweise stärker. Steinkohle- und Gaskraftwerke betreiben wir vor allem in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden. Ihre Margen werden als Clean Dark Spreads (Steinkohle) und Clean Spark Spreads (Gas) bezeichnet. Sie ergeben sich, wenn man vom Preis je produzierte Einheit Strom die Kosten (inkl. Steuern) der dafür benötigten Menge an Brennstoff und CO₂-Zertifikaten abzieht.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen, wie sich die Clean Dark Spreads und Clean Spark Spreads seit 2011 entwickelt haben. Abgestellt wird auf Termintransaktionen für das jeweilige Folgejahr. Bei den Clean Dark Spreads war in Deutschland ein vergleichsweise stabiles Niveau zu beobachten. Die jahresdurchschnittliche Marge, die 2012 bei Stromterminverkäufen für 2013 erzielt werden konnte, lag etwas

über dem vergleichbaren Vorjahreswert. Bei den Transaktionen im Jahr 2013 waren die Spreads dann wieder niedriger. In den Niederlanden zeigte sich eine gegenläufige Entwicklung. Am britischen Markt tendierten die Clean Dark Spreads im gesamten Betrachtungszeitraum nach oben. Sie übertrafen dabei das deutsche und niederländische Niveau deutlich.

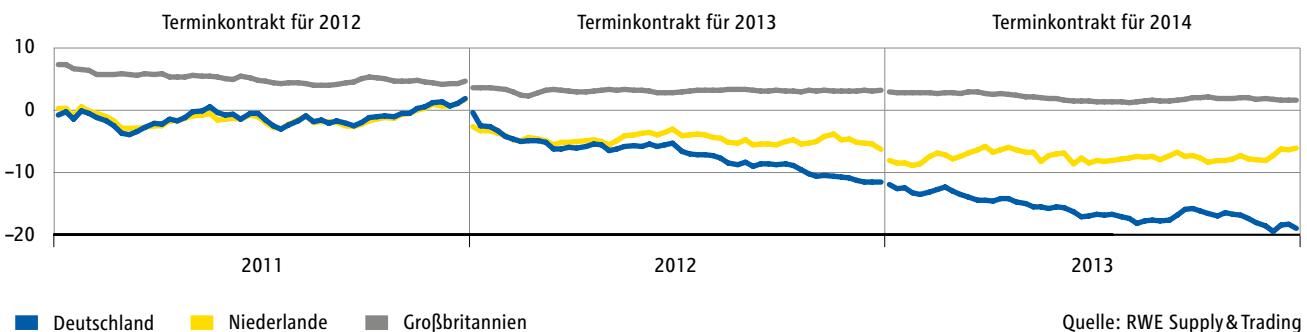
Verglichen mit den Clean Dark Spreads fielen die von Gaskraftwerken erzielbaren Margen deutlich niedriger aus. Im Zeitablauf hat sich der Abstand zwischen beiden Spreads zudem weiter vergrößert. In Deutschland sind die Clean Spark Spreads stark gefallen. In den Niederlanden waren sie ebenfalls rückläufig, wenn auch nicht ganz so stark. Am britischen Markt haben sie sich dagegen kaum verändert. Dort waren die Spreads zudem wesentlich höher als in Kontinentaleuropa.

Clean Dark Spreads¹ im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



1 Grundlast-Strompreis abzüglich Kosten für Steinkohle und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 35 bis 36%; inkl. Steuern

Clean Spark Spreads¹ im Terminhandel
in €/MWh (Wochendurchschnittswerte)



1 Grundlast-Strompreis abzüglich Kosten für Gas und CO₂-Emissionsrechte bei einer angenommenen Kraftwerkseffizienz von 49 bis 50%; inkl. Steuern

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

Frühzeitige Stromterminverkäufe bremsen Ertragsrückgang. Um kurzfristige Absatz- und Preisrisiken zu begrenzen, verkaufen wir die Erzeugung unserer Kraftwerke nahezu vollständig auf Termin und sichern die benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich ab. Die 2013 beobachtete Entwicklung an den Großhandelsmärkten hatte auf die im gleichen Jahr erzielten Erlöse daher nur untergeordneten Einfluss. Maßgeblich war vielmehr, zu welchen Konditionen Stromkontrakte für 2013 in vorangegangenen Jahren abgeschlossen wurden.

Die Großhandelspreise, die wir für unsere Stromerzeugung von 2013 realisiert haben, lagen im Durchschnitt über dem Niveau, das sich heute am Terminmarkt erzielen lässt. Dies gilt insbesondere für Deutschland. Den Strom unserer Braunkohle- und Kernkraftwerke setzten wir für durchschnittlich 51 € je MWh ab. Den vergleichbaren Vorjahreswert (55 €) konnten wir damit nicht mehr erreichen. Wie bereits erläutert, sind die Brennstoffkosten bei diesen beiden Erzeugungstechnologien relativ stabil. Den Erlöseinbußen standen daher keine entsprechenden Entlastungen auf der Beschaffungsseite gegenüber, sodass sich die Margen verschlechterten. Leichte Entlastungen hatten wir in der Braunkohleverstromung durch den Preisrückgang im CO₂-Emissionshandel. Auch bei unseren Gas- und Steinkohlekraftwerken in Deutschland, Großbritannien und den Niederlanden kam der Strompreis, den wir im Durchschnitt realisiert haben, nicht an das Vorjahresniveau heran. In der Steinkohleverstromung konnte dies allerdings durch Entlastungen beim Einkauf von Brennstoff und Emissionsrechten aufgefangen werden, nicht dagegen in der Gasverstromung, sodass wir auch hier Margeneinbußen hinnehmen mussten.

Hohe Belastungen durch Wegfall kostenloser Zuteilungen von CO₂-Emissionsrechten. Erhebliche Ertragseinbußen ergaben sich auch deshalb, weil Stromproduzenten in Westeuropa für die dritte CO₂-Emissionshandelsperiode von 2013 bis 2020 so gut wie keine kostenfreien staatlichen Zuteilungen von Zertifikaten mehr erhalten. Dieser Effekt betrifft alle fossil befeuerten Kraftwerke von RWE. Durch den Preisverfall im Emissionshandel wird er allerdings etwas abgeschwächt. Auf die Strompreise und Spreads hat er keinen unmittelbaren Einfluss, denn diese werden von den Marktpreisen der Emissionsrechte bestimmt und nicht von der Art der Vergabe durch den Staat. Für das Jahr 2012 waren RWE noch etwa zwei Drittel der benötigten Zertifikate unentgeltlich zugeteilt worden.

Strom-Endkundengeschäft: Staatliche Aufschläge treiben deutsche Haushaltstarife in die Höhe. Anders als am Großhandelsmarkt sind die Strompreise im deutschen Endkundengeschäft gestiegen, und zwar um 12 % für Privathaushalte und um 4 % 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 zum 1. Januar 2013 von 3,59 auf 5,28 Cent angehoben wurde und sich zum 1. Januar 2014 nochmals deutlich auf 6,24 Cent erhöhte. Gestiegen sind auch die Belastungen aus der Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Darüber hinaus ist zum 1. Januar 2013 die Offshore-Haftungsumlage nach § 17f Energiewirtschaftsgesetz eingeführt worden: Mit den Mitteln sollen Entschädigungen für Verspätungen beim Anschluss von Offshore-Windparks an das Stromnetz finanziert werden.

Auch in Großbritannien mussten Endkunden mehr für Strom bezahlen. Die Tarife für Privathaushalte waren um durchschnittlich 7 % höher als 2012. In die Stromrechnung fließen Aufwendungen für Energiesparmaßnahmen bei Haushalten ein, zu denen die großen Versorger im Rahmen eines staatlichen Programms verpflichtet sind (siehe Seite 48). Für britische Industrieunternehmen verteuerte sich Strom um etwa 4 %. In den Niederlanden sind die Preise für Haushalte ebenfalls gestiegen, und zwar um knapp 4%; für Industrieunternehmen fielen sie dagegen um rund 3 % niedriger aus.

In unseren zentralosteuropäischen Strommärkten zeigte sich folgende Entwicklung im Endkundengeschäft: In Polen haben sich die Haushaltstarife geringfügig erhöht, während sie in der Slowakei um etwa 2 % und in Ungarn wegen regulatorischer Vorgaben sogar um 12 % gesunken sind. Noch stärker gefallen sind die Entgelte, die polnische Industrieunternehmen entrichten müssen: Wegen eines Preiseinbruchs am Großhandelsmarkt hat sich Strom für diese Kundengruppe um 18 % verbilligt. Für die ungarische und slowakische Industrie blieb das Preisniveau stabil.

1.3 POLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

In vielen unserer Märkte stehen energiepolitische Reformen auf der Agenda. In Deutschland will die neue Regierungskoalition die Ökostromförderung marktorientierter und kosteneffizienter gestalten. Im Koalitionsvertrag ist auch die Einrichtung eines Fördermechanismus für konventionelle Kraftwerke vorgesehen, ohne den die Versorgungssicherheit langfristig gefährdet sein könnte. In Großbritannien ist ein solcher Mechanismus schon beschlossene Sache. Begleitet werden die nationalen Reformbestrebungen von der EU. Mit neuen Rahmenvorgaben will Brüssel darauf hinwirken, dass die nationalen Regelwerke besser miteinander harmonieren. Neben diesen ermutigenden Schritten gab es 2013 aber auch Rückschläge: In Ungarn und Spanien haben sich die politischen Eingriffe zulasten der Versorger fortgesetzt.

EU veröffentlicht Leitlinien für Staatsinterventionen im Stromsektor. Die Zukunft der Energieversorgung steht ganz oben auf der politischen Agenda der europäischen Staaten. Auch in Brüssel wird dem Thema große Bedeutung beigemessen. Im Februar 2011 hatte sich der Europäische Rat auf das ehrgeizige Ziel verständigt, den Energiebinnenmarkt bis 2014 zu vollenden. Angesichts der langsamem Fortschritte wurde dieses Ziel im Mai 2013 bekräftigt. Als zentrale Voraussetzung für einen funktionsfähigen Binnenmarkt wird der Abbau wettbewerbsverzerrender regulatorischer Eingriffe gesehen. Vor diesem Hintergrund hat die EU-Kommission am 5. November 2013 eine Mitteilung vorgelegt, in der sie den EU-Mitgliedstaaten Leitlinien für staatliche Interventionen im Stromsektor an die Hand gibt. Breiten Raum nimmt darin die Förderung der erneuerbaren Energien ein, die in vielen Ländern Gegenstand von Reformvorhaben ist. Nach Ansicht der EU-Kommission muss sich die finanzielle Unterstützung auf das notwendige Maß beschränken. Die geförderten Technologien sollten mit zunehmender Reife allmählich den Marktpreisen ausgesetzt werden und schließlich ganz ohne Förderung auskommen. Den Mitgliedstaaten rät die Kommission, ihre Strategien zur Förderung erneuerbarer Energien besser aufeinander abzustimmen. Unangekündigte oder rückwirkende Änderungen geltender Regelungen seien zu vermeiden.

In ihrer Mitteilung widmet sich die EU-Kommission auch dem Vorhalten von Reservekapazitäten, das wegen des zunehmenden Anteils schwankender Wind- und Solarstromeinspeisungen immer wichtiger wird. Dabei greift sie 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. Nach Ansicht der Kommission sollten die Regierungen zunächst die Ursachen für die unzureichende Erzeu-

gung analysieren, ehe sie über Kapazitätsmechanismen entscheiden. Zunächst seien alle Wettbewerbsverzerrungen zu beseitigen, die verhindern, dass der Markt die richtigen Anreize für Investitionen in Erzeugungskapazität bietet. Investitionshemmnisse könnten u. a. aus regulierten Strompreisen oder zu hohen Subventionen für erneuerbare Energien resultieren. Die Regierungen sollen außerdem sicherstellen, dass die Ökostromproduzenten auf Marktsignale reagieren. Darüber hinaus werden sie angehalten, die Flexibilität auf der Nachfrageseite zu unterstützen, etwa durch Förderung unterschiedlicher Tarife für Verbraucher als Anreiz zum Stromverbrauch außerhalb der Spitzenzeiten. Sofern dennoch Kapazitätsmechanismen eingeführt würden, sollten diese nicht nur auf den nationalen Markt ausgerichtet sein, sondern auch die europäische Perspektive einbeziehen.

Die Kommissionsleitlinien sind rechtlich nicht bindend. Sie sollen aber bei der Prüfung staatlicher Interventionen zur Förderung von erneuerbaren Energien, Kapazitätsmechanismen oder nachfrageseitigen Maßnahmen angewendet werden. Insofern sind sie maßgeblich für die künftige Durchsetzung der EU-Regeln für staatliche Beihilfen oder des EU-Energierechts.

Brüssel will Förderung erneuerbarer Energien harmonisieren. Am 18. Dezember 2013 legte EU-Wettbewerbskommissar Joaquín Almunia den Mitgliedstaaten einen Leitlinien-Entwurf über staatliche Energie- und Umweltbeihilfen zur Konsultation vor. Auch diese Initiative zielt auf eine Stärkung des Binnenmarktes ab. Der Entwurf deckt sich in wesentlichen Aspekten mit den dargestellten Kommissionsleitlinien zu Staatsinterventionen im Stromsektor. Beispielsweise gibt er ebenfalls die Marschroute einer marktfreundlicheren, kosteneffizienten Förderung der erneuerbaren Energien vor. Außerdem bekräftigt der Entwurf die Nachrangigkeit von Kapazitätsmechanismen: Diese seien nur dann erlaubt, wenn

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

Bedenken im Hinblick auf eine ausreichende Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten nicht durch die Schaffung zusätzlicher Energieinfrastrukturen oder durch andere Maßnahmen, die eine flexiblere Nachfrage oder Stromspeicherung ermöglichen, ausgeräumt werden können. Nach Abschluss der Konsultationen sollen die Beihilfeleitlinien Mitte 2014 in ihrer Endfassung vorliegen. Sie treten an die Stelle bestehender Leitlinien, die Ende 2014 auslaufen. Ab 2015 könnte es dann erstmals einheitliche Kriterien geben, nach denen Brüssel entscheidet, ob Maßnahmen zur Förderung der erneuerbaren Energien mit EU-Recht vereinbar sind. Bisher entscheidet Brüssel bei Staatshilfen für die Strom- und Gasbranche von Fall zu Fall.

Wettbewerbskommissar nimmt Industrierabatte bei der EEG-Umlage unter die Lupe. Zeitgleich mit der Vorlage des Leitlinienentwurfs zu den Energie- und Umweltbeihilfen hat die Europäische Kommission ein förmliches Beihilfeprüfverfahren zum deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eröffnet. Geklärt werden soll, ob die Rabatte, die energieintensiven Unternehmen bei der EEG-Umlage gewährt werden, den Wettbewerb verzerren und damit gegen EU-Recht verstößen. Gegenstand der Überprüfung ist das EEG seit der Novelle vom Juni 2011, die am 1. Januar 2012 in Kraft getreten ist. Durch sie war der Kreis der begünstigten Unternehmen stark ausgeweitet worden. Geprüft wird auch das sogenannte Grünstromprivileg nach § 39 EEG, das Stromvertriebsgesellschaften unter bestimmten Voraussetzungen von der Zahlung der EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber befreit. Die Kommission betont ausdrücklich, dass die Eröffnung des Beihilfeprüfverfahrens keine Rückschlüsse auf die abschließende Entscheidung zulässt. Sollte sie zu dem Ergebnis kommen, dass die besondere Ausgleichsregelung und/oder das Grünstromprivileg als unzulässige Beihilfen anzusehen sind, wären diese rechtswidrig. Allerdings könnten die Bundesregierung oder andere Beteiligte Rechtsmittel dagegen einlegen. Inzwischen hat die neue Bundesregierung aus CDU/CSU und SPD eine Reform des EEG auf den Weg gebracht (siehe Seite 46).

EU stellt Weichen für vorübergehende Verknappung von CO₂-Emissionsrechten. Im November 2013 haben die EU-Mitgliedstaaten einem Eingriff in den europäischen CO₂-Emissionshandel zur Stützung der Zertifikatpreise zugestimmt. Vorgesehen ist, dass Emissionsrechte für den Aus-

stoß von insgesamt 900 Mio. Tonnen Kohlendioxid, die aus dem Auktionskontingent der Jahre 2014 bis 2016 stammen, zurückgehalten und erst in den beiden letzten Jahren der von 2013 bis 2020 laufenden dritten Handelsperiode in den Markt gegeben werden (sogenanntes Backloading). Das Europäische Parlament hatte bereits am 3. Juli 2013 grünes Licht dafür gegeben. Mit dem Backloading soll kurzfristig auf die enormen Überschüsse an Emissionsrechten reagiert werden. Allerdings übersteigen diese nach Expertenschätzungen das Volumen der zurückgehaltenen Zertifikate bei Weitem. Daher herrscht die Auffassung vor, dass die Preissignale und damit auch die Anreizwirkung des Emissionshandelssystems nur durch strukturelle Reformen verstärkt werden können. Einen ersten Schritt in diese Richtung hat die EU-Kommission mit der Vorlage des „Klima- und Energiepakets“ gemacht, auf das wir im Folgenden eingehen.

EU-Kommissarin Hedegaard schlägt ambitionierten Fahrplan für den Klimaschutz vor. Die EU-Kommissarin für den Klimaschutz, Connie Hedegaard, hat Ende Januar 2014 ein Klima- und Energiepaket vorgelegt, das Ziele und Maßnahmen zur Senkung des Treibhausgas-Ausstoßes für die Zeit nach 2020 konkretisiert. Demnach sollen die Emissionen in der EU bis 2030 um 40% gegenüber 1990 sinken. Flankierend soll der Anteil erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene am Brutto-Endenergieverbrauch bis 2030 auf 27% steigen. Länderspezifische Vorgaben sind dabei nicht vorgesehen. Das europäische Emissionshandelssystem soll durch eine Flexibilisierung des Angebots von Zertifikaten (Supply Adjustment Mechanism) gestärkt werden. Grundlage dafür ist eine jährliche Messung des Zertifikatüberschusses im Markt. Dieser entspricht der Differenz zwischen den seit 2008 ausgegebenen und genutzten Zertifikaten. Bei einer Über- oder Unterschreitung bestimmter Grenzwerte sollen die in den Folgejahren versteigerten Zertifikatmengen entsprechend gesenkt bzw. angehoben werden. 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. Dagegen muss die Zielvorgabe für die Emissionsminderung noch von den Staats- und Regierungschefs auf dem EU-Gipfel im März 2014 abgesegnet werden.

Neue Bundesregierung legt energiepolitischen Kurs fest.

Zwei Monate nach der Wahl zum Deutschen Bundestag haben CDU/CSU und SPD Ende November 2013 einen Koalitionsvertrag geschlossen, der die Leitlinien der gemeinsamen Regierungsarbeit enthält. Darin bekräftigen die Koalitionsparteien den bisherigen energiepolitischen Kurs Deutschlands. Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sei allerdings „der Kosteneffizienz und Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems einschließlich des Netzausbau und der notwendigen Reservekapazitäten eine höhere Bedeutung zuzumessen“. CDU/CSU und SPD streben eine schnelle und grundlegende Reform des EEG an, die bis Ostern 2014 vorliegen soll. Erste Eckpunkte des Vorhabens stehen bereits im Koalitionsvertrag. Beispielsweise soll die Vergütung von Windkraftanlagen an windreichen Festlandstandorten gesenkt werden, um eine Überförderung zu vermeiden. An den Vergütungstarifen für Strom von Windkraftanlagen im Meer (offshore) will die neue Bundesregierung zunächst festhalten, allerdings strebt sie beim Ausbau der Offshore-Windkraft nur noch ein Kapazitätsziel von 6,5 Gigawatt (GW) bis Ende 2020 an (zuvor: 10 GW). Erzeuger von EEG-Strom sollen zunehmend dazu verpflichtet werden, ihren Strom selbst an der Börse zu verkaufen und dies nicht den Stromnetzbetreibern zu überlassen. Eine solche Direktvermarktung ist schon heute möglich, wobei den Stromerzeugern der Differenzbetrag zwischen Einspeisevergütung und Verkaufspreis erstattet wird. Darüber hinaus will die Bundesregierung das Grünstromprivileg abschaffen.

Im Koalitionsvertrag wird bekräftigt, dass Braunkohle-, Steinkohle- und Gaskraftwerke als Teil des nationalen Energiemixes auf absehbare Zeit unverzichtbar seien, weil Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie nicht entscheidend zur Versorgungssicherheit beitragen könne. Aktuell seien ausreichend konventionelle Erzeugungskapazitäten vorhanden; allerdings könnte sich diese Situation bis zum Ende des Jahrzehnts ändern. Damit nimmt das Papier auf die zuletzt deutlich verringerte Rentabilität konventioneller Kraftwerke Bezug. Wegen der stark gesunkenen Strompreise am deutschen Großhandelsmarkt spielen zahlreiche Anlagen nicht einmal ihre laufenden Betriebskosten ein und müssten eigentlich stillgelegt werden. Da sich überdies der Kraftwerksneubau kaum lohnt, besteht die Gefahr, dass nicht mehr genug konventionelle Erzeugungskapazität zur Verfügung steht, um die Versorgungssicherheit zu garantieren. Gemäß Koalitionsvertrag ist daher mittelfristig ein Kapazi-

tätsmechanismus zu entwickeln. Dieser soll kosteneffizient, wettbewerbsorientiert und technologieoffen sein und im Einklang mit europäischen Regelungen stehen.

Ende Januar hat sich die Bundesregierung auf einer Klausurtagung mit der Reform des Energiemarktes befasst und die im Koalitionsvertrag genannten Vorhaben konkretisiert. Demnach soll die Kapazität von Solaranlagen und von Windkraft an Land (onshore) nur noch um jeweils 2.500 MW pro Jahr ausgebaut werden. Ziel ist, dass die EEG-Vergütungssätze sinken: Im vergangenen Jahr lagen sie im gesamten Anlagenbestand bei durchschnittlich 17 Cent je Kilowattstunde (kWh); bei Neuanlagen sollen sie 2015 nur noch 12 Cent betragen. Für Windkraft an Land ist dann eine Obergrenze von 9 Cent vorgesehen. Außerdem will die Bundesregierung Betreiber von Neuanlagen ab 500 Kilowatt zur Direktvermarktung von Ökostrom verpflichten, wobei die Verpflichtung schrittweise auf kleine Anlagen ausgedehnt werden soll. Wer Strom für den Eigenverbrauch erzeugt, wird nach dem Willen der Koalition künftig ebenfalls zur Zahlung der EEG-Umlage herangezogen. Für Anlagen, die bis 2013 ans Netz gegangen sind, ist allerdings ein reduzierter Satz von 0,96 Cent je kWh geplant. Betreiber neuer Anlagen sollen 90% der derzeitigen EEG-Umlage von 6,24 Cent je kWh zahlen. Kleine Selbstverbraucher will die Regierung dagegen weiterhin von der Ökostromumlage ausnehmen.

Bundestag verabschiedet Gesetz zur Auswahl eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle.

Am 28. Juni 2013 hat der Deutsche Bundestag ein Gesetz beschlossen, das die Suche nach einem Endlager für hochradioaktive Abfälle regelt (Standortauswahlgesetz – StandAG). Anfang Juli hat auch der Bundesrat grünes Licht gegeben. Das StandAG sieht vor, dass die Standortsuche deutschlandweit und ohne Vorfestlegung auf bestimmte Orte erfolgen soll. Genauso wenig werden Standorte wie das niedersächsische Gorleben von vornherein ausgeschlossen. Eine Enquetekommission von Bund, Ländern und Nichtregierungsorganisationen, der 33 Mitglieder angehören, wird das Verfahren vorbereiten. Ihre Vorschläge sollen spätestens Ende 2015 vorliegen. Die für den Auswahlprozess vorgesehene Zeitspanne reicht bis 2031. Nicht berücksichtigt sind dabei das eigentliche Genehmigungsverfahren und die Errichtung des Endlagers. Laut Gesetz müssen die Betreiber der Kernkraftwerke für die Kosten des Auswahlverfahrens aufkommen. Diese werden nominal auf rund 2,7 Mrd. € veranschlagt. Nach dem gültigen Verteilungsschlüssel würde davon etwa ein Viertel auf RWE entfallen.

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

Niederlande erzielen Konsens über nationalen Energieplan. Am 6. September 2013 hat die niederländische Regierung ein nationales Energieabkommen („Energieakkoord“) unterzeichnet, das den künftigen energiepolitischen Kurs des Landes absteckt. Vorausgegangen waren monatelange Verhandlungen zwischen dem niederländischen Staat, der Wirtschaft, dem Verband der Energieversorger, Verbraucherorganisationen und Umweltschutzverbänden. Koordiniert wurden sie vom Sozialwirtschaftlichen Rat der Niederlande (SER), der die Regierung berät. Das Abkommen sieht vor, dass der niederländische Energiebedarf 2020 zu mindestens 14% und 2023 zu mindestens 16% aus regenerativen Quellen gedeckt werden soll. Im Jahr 2013 waren es noch 4,4%. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien setzen die Niederlande vor allem auf Windkraft und Biomasse. Die Windkraftkapazität soll bis 2020 auf 6.000 MW an Land und bis 2023 auf 4.450 MW im Meer steigen. Geplant ist ein neues Förder- system für die Mitverbrennung von nachhaltig produzierter Biomasse in Kohlekraftwerken. Die dezentrale Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien soll durch Steuervergünstigungen angeregt werden. Für Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz ist u. a. die Einrichtung eines Förderfonds vorgesehen. Ziel ist, dass der landesweite Energieverbrauch bis 2020 um 1,5% pro Jahr sinkt.

Mit den Energieversorgern hat die niederländische Regierung außerdem vereinbart, dass fünf Kohlekraftwerke, die aus den 1980er-Jahren stammen, zum 1. Januar 2016 stillgelegt werden. Darunter ist auch Block 8 unseres Kraftwerks Amer. Im Gegenzug soll – ebenfalls zum 1. Januar 2016 – die niederländische Kohlesteuer abgeschafft werden, die wir seit 2013 entrichten müssen (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 46). Gegen diese Bestimmung im Energieakkoord hat allerdings die niederländische Wettbewerbsbehörde Widerspruch eingelegt, weil sie darin eine wettbewerbsbeschränkende Absprache sieht. Da es breite Zustimmung für den Energieakkoord gibt und die Vertragsparteien an seinen Eckpunkten festhalten wollen, wird nun nach Lösungen gesucht, wie dieser Teil der Vereinbarung trotzdem umgesetzt werden kann.

Großbritannien: Gesetz zur Reform des Strommarktes verabschiedet. Im Dezember 2013 hat das britische Parlament den „Energy Act“ verabschiedet und damit den gesetzlichen Rahmen für eine grundlegende Reform des britischen Strommarktes geschaffen. Die Reform zielt in erster Linie auf die Erreichung der nationalen Ziele zum Klimaschutz und zum Ausbau der erneuerbaren Energien ab. Bis 2020 soll der CO₂-Ausstoß in Großbritannien um 34% gegenüber 1990 sinken. Erneuerbare Energien sollen 2020 mindestens 15% des Endenergiebedarfs decken und für 30% der Stromerzeugung sorgen. Das Gesetz enthält u. a. die Eckpunkte eines neuen Fördersystems für klimaschonend erzeugten Strom aus regenerativen Quellen, aus Kernkraft und aus fossilen Brennstoffen in Kombination mit der Abtrennung und Speicherung von CO₂. Derzeit erhalten Ökostromproduzenten sogenannte „Renewables Obligation Certificates“ (ROCs). In Zukunft wird es einen als „Contract for Difference“ (CFD) bezeichneten Mechanismus geben. Der Grundgedanke dabei ist, dass den Stromerzeugern eine Vergütung für ihre Einspeisung ins Netz vertraglich garantiert wird. Liegt der Preis, den sie am Großhandelsmarkt erzielen, unter dieser Vergütung, wird ihnen die Differenz erstattet. Liegt er darüber, müssen sie Zahlungen leisten. Finanziert wird die Förderung von den Vertriebsgesellschaften, und zwar entsprechend den Mengen, die sie am Markt einkaufen. Die ersten CFD-Verträge sollen 2014 geschlossen werden. Voraussetzung dafür ist, dass diese Kontrakte in Einklang mit den künftigen Beihilfeleitlinien der EU stehen.

Die Strommarktreform umfasst auch die Einführung eines sogenannten Emissionsstandards. Für neue Kraftwerke sollen die zulässigen CO₂-Emissionen auf 450 Gramm CO₂ je erzeugte Kilowattstunde Strom begrenzt werden. Außerdem soll ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden. Denn auch in Großbritannien schmälert der Ausbau der erneuerbaren Energien die Margen konventioneller Kraftwerke. Hier von ausgeschlossen sind Anlagen, die bereits unter dem ROC- oder dem CFD-System gefördert werden. Erste Auktionen sollen bereits 2014 stattfinden und sich auf Kapazitäten für das Jahr 2018 beziehen.

Auch nach der Verabschiedung des Energy Act sind wichtige Aspekte der Strommarktreform noch ungeklärt; sie sollen 2014 durch Verordnungen konkretisiert werden. Es ist nicht auszuschließen, dass die Reform erst nach den Parlamentswahlen im Mai 2015 umgesetzt wird.

Britische Regierung will Energiekosten für Haushaltskunden senken. Die steigenden Energiekosten und der öffentliche Unmut darüber werden eines der zentralen Wahlkampfthemen bei den künftigen britischen Parlamentswahlen sein. Der Vorsitzende der oppositionellen Labour Party, Ed Miliband, hat im September 2013 angekündigt, die Strom- und Gas tarife für Haushalte im Falle eines Wahlsiegs für 20 Monate einzufrieren. Die konservativliberale Regierung hat daraufhin im Dezember einen Maßnahmenkatalog bekannt gegeben, der schon 2014 zu einer Senkung der Energiekosten führen soll. Die Regierung will erreichen, dass sich die durchschnittliche Strom- und Gasrechnung von Privathaushalten im laufenden Jahr um insgesamt 50 £ (ca. 60 €) verringert. Dazu hat sie u. a. das laufende staatliche Programm „Energy Companies Obligation“ (ECO) entschärft: ECO verpflichtet die großen Stromanbieter zu Maßnahmen, die darauf abzielen, dass Haushalte Energie effizienter nutzen. Die Kosten dieser Maßnahmen haben wesentlich zum Anstieg der Strompreise beigetragen. Die Regierung will darüber hinaus im Herbst 2014 eine Einmalzahlung an die Versorger leisten, die diese an ihre Kunden weitergeben müssen. Sie soll 12 £ zur Senkung der Energiekosten beitragen. RWE npower hat Anfang Januar eine Tarifsenkung zum 28. Februar 2014 angekündigt, die die Entlastung beim ECO-Programm bereits voll berücksichtigt. Durch sie und die Einmalzahlung im Herbst wird sich die durchschnittliche Energierechnung von Kunden, die sowohl Strom als auch Gas von uns beziehen, um die angestrebten 50 £ verringern.

In der Debatte über die Energiekosten sind wiederholt Zweifel an der Funktionsfähigkeit des Wettbewerbs im Energiesektor geäußert worden. Obwohl Anbieterwechsel im britischen Vertriebsgeschäft üblicher sind als in den meisten anderen europäischen Märkten, will die Regierung die Wechselbereitschaft der Kunden weiter fördern. Dabei setzt sie u. a. auf eine größere Übersichtlichkeit bei Preisvergleichen. Energieversorger dürfen ab dem 1. Januar 2014 nur noch maximal vier Haushaltstarife anbieten und müssen ab dem 1. April 2014 auf ihren Rechnungen über ihren jeweils günstigsten Tarif informieren. Die britische Regulierungsbehörde Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) wird künftig einmal im Jahr eine Analyse der Wettbewerbssituation im Energiesektor durchführen. Die erste Untersuchung soll bereits im Frühjahr 2014 abgeschlossen sein.

In der britischen Öffentlichkeit herrscht – ähnlich wie in der deutschen – noch vielfach Unkenntnis über die tatsächlichen Ursachen der Preisentwicklung im Energiemarkt. Politiker und Medienvertreter, die fehlenden Wettbewerb anprangern oder das Gewinnstreben der Versorger für steigende Energiekosten verantwortlich machen, können daher in der Bevölkerung auf große Zustimmung hoffen. Vor diesem Hintergrund hat RWE npower 2013 die Kampagne „Energy Explained“ gestartet, mit der das Unternehmen detailliert über die Einzelbestandteile der Strom- und Gasrechnung informiert. Dabei wird u. a. aufgezeigt, dass die vom Staat zu verantwortenden Energiekosten überproportional gestiegen sind: Ihr Anteil an der Gesamtrechnung hat sich von 8 % im Jahr 2007 auf 15 % im Jahr 2013 erhöht.

Ungarische Regierung bürdet Energieversorgern weitere Lasten auf. In Ungarn haben sich die bereits schwierigen energiepolitischen Rahmenbedingungen im vergangenen Jahr dramatisch verschlechtert. Vor allem die steuerlichen Belastungen für Versorger sind stark gestiegen. So hat die Regierung eine Sondersteuer für Unternehmen der Branchen Energie, Telekommunikation und Einzelhandel, die ursprünglich bis Ende 2012 befristet war, weiterhin erhoben und darüber hinaus ihre Sätze erhöht: Für Energieunternehmen ist der Tarif von 8 auf 31 % gestiegen. Nachdem die Abgabe ursprünglich nur Versorger betraf, die im nicht regulierten Geschäft tätig waren, werden seit 2013 auch Einkünfte aus regulierten Aktivitäten einbezogen. Inklusive Körperschaftsteuer (19 %) haben Energieversorger nun eine Ertragsteuerbelastung von 50 %. Darüber hinaus erhebt das Land seit 2013 eine sogenannte Kabelsteuer. Betroffen sind Strom-, Gas-, Fernwärme- und Wasserversorger sowie Telekommunikationsunternehmen. Sie müssen jährlich 125 Forint (0,43 €) pro Meter Kabel oder Leitung zahlen. Auch vonseiten der Regulierungsbehörden wurden den Versorgern zusätzliche Lasten aufgebürdet: Auf Anordnung des Energieamtes und des Ministeriums für Nationale Entwicklung mussten sie die Haushaltstarife für Strom und Gas im regulierten Vertriebssegment zum 1. Januar 2013 um 10 % und zum 1. November 2013 um weitere 11,1 % senken. Die dargestellten Eingriffe haben unser betriebliches Ergebnis 2013 mit rund 50 Mio. € belastet. Vor diesem Hintergrund sind wir zum Jahresende aus dem Gasgeschäft in Ungarn ausgestiegen (siehe Seite 51). Allerdings decken wir dort weiterhin alle Stufen der Stromwertschöpfungskette ab.

Spanien beschließt drastische Kürzung der Förderung erneuerbarer Energien. In Spanien werden Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien künftig wesentlich weniger Fördermittel erhalten. Dies sieht ein Gesetz zur Reform des Strommarktes vor, das Ende Dezember 2013 in Kraft getreten ist. Die bislang gewährten festen Einspeisestarife werden mit Rückwirkung zum Juli 2013 durch ein neues Vergütungssystem ersetzt, dessen Ausgestaltung noch durch eine Verordnung geregelt werden muss. Es soll so austariert sein, dass die Erzeugungsanlagen auf eine Vorsteuerrendite kommen, die dem Zehn-Jahres-Durchschnitt spanischer Staatsanleihen zuzüglich 300 Basispunkten entspricht. Gegenwärtig wären das 7,4%. Nach der bisherigen Rechtslage erhielten Ökostromproduzenten einen festen Tarif, der sich im Falle von älteren Anlagen auf bis zu 460 € je MWh belaufen konnte und für 25 Jahre festgeschrieben war. Seit 2010 häufen sich in Spanien die staatlichen Eingriffe zulasten der Stromerzeuger. Hintergrund ist die angespannte Haushaltsslage des Landes. Wegen der jüngsten Gesetzesänderung und der nun anstehenden Ausführungsverordnung haben wir außerplanmäßige Abschreibungen im Unternehmensbereich Erneuerbare Energien vorgenommen (siehe Seite 70).

1.4 WESENTLICHE EREIGNISSE

Die kritische Lage in der konventionellen Stromerzeugung hat uns 2013 dazu veranlasst, weitere Maßnahmen zur Stärkung der Finanz- und Ertragslage von RWE zu ergreifen. Unter anderem haben wir beschlossen, eine Reihe verlustbringender Gaskraftwerke vom Netz zu nehmen. Unser laufendes Effizienzsteigerungsprogramm haben wir deutlich aufgestockt und beschleunigt. Außerdem haben wir eine neue Dividendenpolitik verabschiedet, die den engeren Finanzrahmen widerspiegelt. Den geplanten Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS konnten wir erfolgreich abschließen. Durch diese und weitere Desinvestitionen flossen uns 2,2 Mrd. € zu. Erfreulich war auch der Ausgang des Schiedsverfahrens mit Gazprom: Unser defizitärer Gasbezugsvvertrag mit dem russischen Gaskonzern wurde angepasst; zugleich wurde uns eine hohe Kompensationszahlung für frühere Verluste zugesprochen.

RWE-Vorstand legt neue Dividendenpolitik fest. Ange- sichts der verschlechterten Ertragsperspektive in der konventionellen Stromerzeugung hat der Vorstand der RWE AG im September 2013 eine Anpassung der Dividendenpolitik beschlossen. Der Aufsichtsrat unterstützt diese Entscheidung. Die beiden Gremien werden der Hauptversammlung am 16. April 2014 für das Geschäftsjahr 2013 eine Dividende von 1 € je Stamm- und Vorzugsaktie vorschlagen. Für 2012 waren 2 € gezahlt worden. Der Dividendenvorschlag für die Geschäftsjahre ab 2014 soll sich an einer Ausschüttungsquote von 40 bis 50% des nachhaltigen Nettoergebnisses orientieren. Bislang üblich waren 50 bis 60%. Die gegenüber der bisherigen Ausschüttungspolitik einbehaltenen Mittel sollen für eine Verringerung der Schulden eingesetzt werden.

Neue Maßnahmen zur Effizienzsteigerung. Im November hat der Vorstand der RWE AG eine Aufstockung des laufen- den Effizienzsteigerungsprogramms bekannt gegeben. Gestartet hatten wir es 2012. Unsere ursprüngliche Absicht war, mit kostensenkenden und erlösssteigernden Maßnahmen einen dauerhaften Ergebnisbeitrag von 1 Mrd. € zu erzielen. Dieses Ziel wollten wir 2014 erreichen. Nun streben wir mindestens 1,5 Mrd. € bis 2016 an. Von den zusätzlichen Maßnahmen, mit deren Umsetzung wir schon 2013 begon- nen haben, entfällt der Großteil auf das konventionelle Stromerzeugungsgeschäft.

RWE erreicht verbesserte Preiskonditionen für Erdgasbe- züge von Gazprom. Ende Juni hat ein Schiedsgericht dem Antrag von RWE auf Anpassung der Preiskonditionen für Erdgas aus dem langfristigen Bezugsvertrag mit Gazprom in weiten Teilen stattgegeben. Der Vertrag hat uns seit einigen Jahren Verluste gebracht, denn wegen der darin enthaltenen Ölpreisbindung lagen unsere Kosten für das Gas weit über dem Preisniveau, das an europäischen Großhandelsmärkten

erzielbar war. Ölpreisindexierte Gasbezugsvverträge waren früher Standard. Mit der Liberalisierung der Energiemarkte gewannen aber kurzfristige Handelsgeschäfte an Bedeutung, bei denen Öl keinen unmittelbaren Einfluss auf den Preis hat. Die bei solchen Transaktionen gezahlten Preise liegen seit 2009 deutlich unter denen in ölpreisgebundenen Gasbezugsvverträgen. In seinem abschließenden Schiedsspruch hat uns das Gericht eine Rückerstattung von Zahlungen zugesprochen. Außerdem ist die Formel zur Ermittlung der Bezugskonditionen um eine Gaspreisindexierung ergänzt worden, die nach Meinung der Richter die relevanten Marktbedingungen zum Startzeitpunkt der Preisrevision im Mai 2010 widerspiegelt. Der für uns nachteilige Ölpreiseinfluss ist damit nicht vollständig eliminiert, sondern abgeschwächt worden. Daher belastet der Vertrag weiterhin unser Ergebnis. Bereits im Mai 2013 haben wir deshalb eine erneute Preisrevision gestartet.

RWE stellt Upstream-Geschäft zum Verkauf. Der Vor- stand der RWE AG hat im März 2013 den Rückzug aus dem Geschäft mit der Exploration und Förderung von Öl und Gas beschlossen. Seither prüfen wir Möglichkeiten eines Verkaufs von RWE Dea. Das Unternehmen hatte in der Vergangenheit einen festen Platz im Konzernportfolio, weil der Zugang zu eigenen Gasquellen von strategischer Bedeutung war. Seit sich in Europa liquide Gashandelsmärkte gebildet haben, ist dies nicht mehr der Fall. Zudem gibt es kaum Synergien zwischen RWE Dea und unserem übrigen Kerngeschäft. Wir ver- sprechen uns vom Verkauf des Unternehmens einen Beitrag zur Stärkung unserer Finanzkraft, zumal wir in hohem Umfang Mittel für Investitionen einsparen können, die zur Ausschöpfung des Wachstumspotenzials von RWE Dea erforderlich sind.

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

RWE veräußert tschechische Ferngastochter. Abschließen konnten wir im Berichtsjahr den Verkauf von NET4GAS. Der tschechische Ferngasnetzbetreiber wurde Anfang August von einem Konsortium aus Allianz Capital Partners und Borealis Infrastructure Management erworben. Dadurch sind uns 1,6 Mrd. € zugeflossen. NET4GAS hält die exklusive Lizenz für den Betrieb des mehr als 3.600 Kilometer langen Ferngasnetzes in Tschechien. Im Zuge des Ausstiegs aus dem tschechischen Gastransportgeschäft beendeten wir auch unser Engagement beim inzwischen eingestellten Gaspipeline-Projekt Nabucco. Unseren Anteil am Nabucco-Konsortium haben wir bereits im März 2013 an den österreichischen Konsortialführer OMV abgetreten.

Ausstieg aus LNG-Unternehmen Excelerate Energy. Veräußert haben wir auch die von RWE Supply & Trading gehaltene 50%-Beteiligung an Excelerate Energy, einem im Geschäft mit verflüssigtem Erdgas (LNG) tätigen Unternehmen. Käufer war der Miteigentümer George B. Kaiser. Die Transaktion ist im September abgeschlossen worden, wirtschaftlich wirksam wurde sie bereits zum 30. Juni 2013. Nachdem Excelerate Energy zunächst auf den Handel und Transport von LNG spezialisiert war, liegt der Fokus nunmehr auf der weltweiten Bereitstellung von LNG-Infrastruktur. Diese zählt nicht zum Kerngeschäft von RWE.

RWE Innogy verkauft Minderheitsanteile an britischen Windparks. Um zusätzliches Kapital für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewinnen, hat RWE Innogy Minderheitsanteile an vier britischen Windparks veräußert. In sämtlichen Fällen bleibt das Unternehmen Mehrheitseigner und Betreiber der Anlagen. Größte Einzeltransaktion war im März der Verkauf einer 49,9%-Beteiligung am walisischen Offshore-Windpark Rhyl Flats, der über eine Gesamtleistung von 90 Megawatt (MW) verfügt. Die Anteile wurden jeweils zur Hälfte von Greencoat UK Wind, einer börsennotierten Fondsgesellschaft für erneuerbare Energien, und von der staatlichen UK Green Investment Bank übernommen. Darüber hinaus hat RWE Innogy Minderheitsbe-

teiligungen an drei britischen Onshore-Windparks an Greencoat UK Wind verkauft. Dabei handelte es sich um Anteile von 41% an Little Cheyne Court (60 MW) und von jeweils 49% an Middlemoor (54 MW) und Lindhurst (9 MW). Durch die dargestellten Transaktionen flossen uns in Summe 237 Mio. £ (279 Mio. €) zu.

RWE npower veräußert zwei Vertriebsgesellschaften an Telecom Plus. Im Dezember hat RWE npower die Vertriebstöchter Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply an den britischen Energie- und Telekommunikationsanbieter Telecom Plus abgegeben. Der Preis betrug 218 Mio. £ (261 Mio. €); davon haben wir 196 Mio. £ bereits erhalten, während der Restbetrag nach drei Jahren fällig wird. Die veräußerten Gesellschaften haben zusammen rund 770 Tsd. Kunden. Diese beziehen ihren Strom und ihr Gas nun nicht mehr direkt von uns, sondern indirekt über Telecom Plus. Im Zuge des Verkaufs ist ein entsprechender Liefervertrag mit 20-jähriger Laufzeit geschlossen worden. Hintergrund der Transaktion war, dass britische Energieversorger seit 2014 nur noch jeweils vier Strom- und Gastarife anbieten dürfen. Da Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply ihren Kunden gesonderte Tarife berechnen, hätte der Verbleib der Gesellschaften bei uns den Spielraum für RWE npower bei der Preisgestaltung weiter eingeengt.

FÖGÁZ-Beteiligung an ungarische MVM-Gruppe abgegeben. Zum Jahresende haben wir per Vertrag die Weichen für eine weitere Veräußerung gestellt: Neuer Eigentümer unserer 49,8%-Beteiligung am regionalen Gasversorger FÖGÁZ wird der staatliche ungarische Energieversorger MVM sein. Die Transaktion hat ein Volumen von 41 Mrd. Forint (rund 137 Mio. €) und muss noch von den zuständigen Kartellbehörden genehmigt werden. FÖGÁZ betreibt ein Gasnetz mit 5.800 Kilometer Länge 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.

Verkauf des niederländischen Fernwärmegeschäfts eingeleitet. Ebenfalls im Dezember haben wir mit dem Pensionsfonds PGGM und dem Energiedienstleister Dalkia vereinbart, dass die beiden Gesellschaften unsere auf Fernwärme spezialisierte niederländische Tochter Essent Local Energy Solutions (ELES) übernehmen. Vorgesehen ist auch, dass PGGM und Dalkia drei Gaskraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung von uns erwerben. Die Anlagen in Helmond, Eindhoven und Enschede wurden vorher von RWE Generation betrieben. Über das Transaktionsvolumen und den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

Start der Stromproduktion in der Türkei. Anfang August hat unser neues Gaskraftwerk in Denizli im Südwesten der Türkei den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Die Anlage verfügt über eine Nettoleistung von 787 MW und gehört mit einem Wirkungsgrad von 57% zu den modernsten ihrer Art. Eigentümer und Betreiber ist ein Joint Venture, an dem RWE 70% und das türkische Energieunternehmen Turcas 30% hält. Für den Bau des Kraftwerks wurden insgesamt 0,5 Mrd. € ausgegeben.

Neue Windparks ans Netz gegangen. Der RWE-Konzern hat sein Windkraftportfolio im zurückliegenden Geschäftsjahr weiter vergrößert. Anfang Juli konnte der Ausbau des belgischen Offshore-Windparks Thornton Bank von anfänglich 30 MW auf 325 MW Gesamtleistung abgeschlossen werden. RWE Innogy hält 26,7% an Thornton Bank und ist damit größter privater Anteilseigner. Mit dem dort produzierten Strom können rund 600 Tsd. Haushalte versorgt werden. Die Investitionen für den gesamten Windpark beliefen sich auf 1,3 Mrd. €. Ausgebaut haben wir auch unsere Windstromkapazitäten an Land: 2013 sind Onshore-Windparks mit einer Gesamtleistung von rund 140 MW ans Netz gegangen. Die größten Einzelprojekte, die wir abschließen konnten, waren Middlemoor in Großbritannien mit 54 MW und Nowy Staw in Polen mit 45 MW.

RWE Innogy stellt Windkraftprojekt Atlantic Array ein. Im November haben wir bekannt gegeben, dass wir das Offshore-Windkraftprojekt Atlantic Array vor der südwälisischen Küste nicht weiterverfolgen. Nach intensiver Prüfung sind wir zu dem Ergebnis gekommen, dass das Vorhaben aufgrund technischer Hürden im derzeitigen Marktumfeld unwirtschaftlich ist. Vor allem die Wassertiefe und die ungünstige Beschaffenheit des Meeresbodens hätten erhebliche Mehrkosten verursacht. Mitte 2008 hatte die britische Krone die Exklusivrechte zur Entwicklung von Atlantic Array an RWE Innogy vergeben. Die ursprüngliche Planung des Unternehmens sah den Bau von Windkraftanlagen mit einer Gesamtleistung von 1.200 MW vor.

RWE nimmt rund 3.700 MW Kraftwerksleistung in Großbritannien vom Netz. Im zurückliegenden Geschäftsjahr haben drei unserer britischen Kraftwerke den Betrieb eingestellt. Sämtliche Anlagen unterlagen Laufzeitbegrenzungen, die sich aus der Umsetzung von EU-Vorgaben zu den Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen ergaben. Im März mussten wir deshalb das britische Steinkohlekraftwerk Didcot A mit 1.958 MW Nettoleistung stilllegen. Ebenfalls im März ging unser britisches Ölkraftwerk Fawley vom Netz. Die Anlage mit 968 MW hatte die ihr zustehende Laufzeit zwar noch nicht ausgeschöpft, war aber unwirtschaftlich geworden. Im August beendete schließlich auch unser Biomassekraftwerk Tilbury die Stromproduktion. Die drei Blöcke mit einer Gesamtkapazität von 742 MW waren ursprünglich mit Steinkohle befeuert und 2011 für die Verbrennung von Biomasse umgerüstet worden. Trotz der Umrüstung unterlag auch dieses Kraftwerk der emissionsrechtlichen Laufzeitbegrenzung. Um es weiterbetreiben zu können, hätten wir hohe Investitionen tätigen müssen. Unter den bestehenden regulatorischen Rahmenbedingungen wäre dies aber unwirtschaftlich gewesen.

Gaskraftwerk in Duisburg-Huckingen veräußert. Ende Dezember haben wir mit der Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH (HKM) vereinbart, dass HKM unser Gaskraftwerk in Duisburg-Huckingen übernimmt. Dafür erhalten wir 99 Mio. €. Die Anlage mit rund 600 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.

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

RWE kündigt Kraftwerksschließungen an. Im August 2013 und im Februar 2014 haben wir bekannt gegeben, dass wir bis Mitte 2014 deutsche und niederländische Gaskraftwerke mit einer Gesamtkapazität von rund 3.800 MW vom Markt nehmen wollen, darunter auch die Anlagen Claus C und Moerdijk 2, die wir erst Anfang 2012 in Betrieb genommen haben. Hintergrund ist die mangelnde Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke aufgrund des stark verringerten Preisniveaus am Stromgroßhandelsmarkt. Die Anlagen bleiben allerdings erhalten, um ggf. bei verbesserten Marktkonditionen wieder eingesetzt werden zu können. Endgültig stillgelegt werden soll dagegen das Steinkohlekraftwerk Amer 8 mit 610 MW in den Niederlanden. Das ergibt sich aus dem „Energieakkoord“, über den wir auf Seite 47 informieren. Er sieht vor, dass Steinkohlekraftwerke, die in den 1980er-Jahren erbaut wurden, 2016 geschlossen werden müssen. Im August haben wir außerdem bekannt gemacht, dass wir uns von deutschen Steinkohlekraftwerken mit 1.170 MW Gesamtleistung trennen, bei denen RWE ein vertragliches Nutzungsrecht hat. Die entsprechenden Kontrakte laufen spätestens Ende 2014 aus und werden nicht verlängert.

Start der Gasproduktion in den Konzessionsgebieten

Disouq und Breagh. RWE Dea hat wichtige Etappenziele beim Ausbau der Upstream-Position erreicht. Anfang September 2013 hat das Unternehmen die Gasproduktion im Konzessionsgebiet Disouq im ägyptischen Nildelta aufgenommen; seit Mitte Oktober fördert es auch aus dem britischen Nordseefeld Breagh. Disouq ist unser erstes Erdgasprojekt in Ägypten. Wir sind alleiniger Eigentümer der Konzession. Beim Feld Breagh handelt es sich um einen der ergiebigsten Erdgasfunde in der südlichen britischen Nordsee. Unser Anteil an der Förderlizenz beträgt 70%, die restlichen 30% werden von Sterling Resources UK gehalten. Die Gesamtreserven von Disouq und Breagh werden auf 11,4 Mrd. m³ bzw. 19,8 Mrd. m³ geschätzt. RWE Dea plant, dort im Zeitraum von 2014 bis 2017 jahresdurchschnittlich 1,8 Mrd. m³ bzw. 1,1 Mrd. m³ Gas zu fördern.

Kernbrennstoffsteuer wird zum Fall für das Bundesverfassungsgericht und den Europäischen Gerichtshof. Das Finanzgericht Hamburg hat Ende Januar 2013 bekannt gegeben, dass es das deutsche Kernbrennstoffsteuergesetz für verfassungswidrig hält, und es deshalb dem Bundesverfassungsgericht zur Überprüfung vorgelegt. Nach Ansicht der Hamburger Richter fällt die Abgabe nicht unter die sogenannten Verbrauchsteuern, sondern dient dazu, Firmengevinne abzuschöpfen. Solche Ertragsteuern dürften aber nicht allein vom Bund erlassen werden. Das Hamburger Finanzgericht hat außerdem Zweifel daran, dass die Kernbrennstoffsteuer europarechtskonform ist. Mitte November 2013 hat es daher erklärt, zentrale Fragen zu der Steuer vom Europäischen Gerichtshof (EuGH) in Luxemburg klären zu lassen. Dabei geht es insbesondere darum, ob das Kernbrennstoffsteuergesetz mit der Energiesteuerrichtlinie und der Verbrauchsteuersystemrichtlinie vereinbar ist. Mit Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts und des EuGH rechnen wir erst nach 2014. Angesichts der erheblichen Zweifel an der Rechtmäßigkeit der Kernbrennstoffsteuer haben wir beantragt, dass die Steuerzahlungen bis zur endgültigen Klärung der Rechtslage ausgesetzt und bereits geleistete Zahlungen vorläufig rückerstattet werden. Eine Entscheidung darüber stand bei Redaktionsschluss für diesen Bericht noch aus.

Verwaltungsgericht stellt Rechtswidrigkeit des Kernenergiemotoriums für Biblis fest. Der Hessische Verwaltungsgerichtshof in Kassel hat Ende Februar 2013 entschieden, dass die unmittelbar nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima ergangene Anordnung zur Stilllegung unseres Kernkraftwerks Biblis rechtswidrig war. Die Bundesregierung hatte im März 2011 einen dreimonatigen Betriebsstopp für sieben deutsche Kernkraftwerke verhängt (Kernenergiemotorium). Betroffen waren auch die Blöcke Biblis A und B. Wir haben gegen diese Anordnung geklagt, weil sie nach unserer Einschätzung einer rechtlichen Grundlage entbehrte. Die Kasseler Richter haben diese Auffassung bestätigt. Ihr Urteil ist mittlerweile rechtskräftig, nachdem das Bundesverwaltungsgericht im Dezember 2013 eine Beschwerde des Landes Hessen gegen die Nichtzulassung der Revision zurückgewiesen hat. Wir bereiten zivilrechtliche Schritte vor, um Schadensersatz geltend zu machen.

RWE bündelt Vertriebskompetenz in neuer Organisationseinheit. Der Vorstand der RWE AG hat im November 2013 die Gründung der RWE Retail beschlossen, die das gesamte Vertriebsgeschäft des Konzerns verantworten wird. Zu ihren Aufgaben gehört, eine konzernweite Vertriebsstrategie und länderübergreifende Steuerungsmaßnahmen zu entwickeln. Daneben sollen besondere Kompetenzen und erfolgreiche Konzepte einzelner regionaler Vertriebseinheiten konzernweit nutzbar gemacht werden. RWE Retail ist keine Gesellschaft, sondern eine von der RWE AG zum 1. Januar 2014 eingesetzte Management-Einheit, die im laufenden Jahr sukzessive die ihr zugeschriebenen Aufgaben übernehmen wird. Das Führungsteam besteht aus sechs Vorstandsmitgliedern von RWE-Vertriebsgesellschaften, die ihre neuen Funktionen zusätzlich zu den bisherigen ausüben. Geleitet wird RWE Retail vom Vorstandsvorsitzenden der RWE Deutschland AG, Dr. Arndt Neuhaus.

RWE strafft Unternehmensstruktur in Tschechien. Durch Bündelung der Gasverteilnetz- und der Vertriebsaktivitäten in jeweils einer Gesellschaft haben wir unser tschechisches Energiegeschäft schlagkräftiger und effizienter gemacht. Basis dafür war eine komplexe Folge von Transaktionen: Zunächst haben wir im Januar 2013 die Gasverteilnetzaktivitäten unserer vier tschechischen Regionalversorger unter dem Dach einer neuen Gesellschaft, der RWE Grid Holding a.s. (RGH), zusammengefasst. Anschließend haben wir einen Anteil von knapp 35% an RGH auf eine Gruppe von Fonds übertragen, die von Macquarie verwaltet werden. Neben einer Barzahlung erhielten wir im Gegenzug weitere Anteile an drei unserer vier Regionalversorger, die Macquarie zuvor von den Alteigentümern SPP, E.ON und GDF Suez erworben hatte. Dadurch und durch den Ankauf der letzten noch ausstehenden Minderheitsanteile haben wir unsere Beteiligung

an den vier Regionalversorgern auf 100% erhöht und die Voraussetzung dafür geschaffen, dass wir unsere regionalen Vertriebsaktivitäten zum 1. Januar 2014 in einer Gesellschaft mit dem Namen RWE Energie bündeln konnten. RGH und RWE Energie werden von RWE Česká republika a.s. gesteuert, die wir bereits 2012 gegründet haben.

Vorstand der RWE AG auf vier Ressorts verkleinert – Vertragsverlängerung für Dr. Rolf Martin Schmitz. In seiner Sitzung vom 27. Februar 2013 hat der Aufsichtsrat der RWE AG den Vertrag von Vorstandsmitglied Dr. Rolf Martin Schmitz um fünf Jahre bis zum 31. Januar 2019 verlängert. Dr. Schmitz gehört dem Vorstand seit Mai 2009 an und ist seit dem 1. Juli 2012 stellvertretender Vorsitzender des Gremiums. Dagegen hat Dr. Leonhard Birnbaum, im Vorstand zuständig für Kommerzielle Steuerung, sein Mandat zum 22. März 2013 mit sofortiger Wirkung niedergelegt. Zum 31. März 2013 ist auch Alwin Fitting aus dem Gremium ausgeschieden, um in den Ruhestand zu treten. Sein Nachfolger Uwe Tigges, der seit 1. Januar 2013 Mitglied des Vorstands ist, übernahm zum 1. April 2013 das Amt des Arbeitsdirektors. Nach dem Ausscheiden von Dr. Birnbaum hat der Aufsichtsrat entschieden, die Aufgaben des RWE-Vorstands künftig auf die verbleibenden vier Ressorts zu verteilen. Diese Entscheidung ist zugleich Ausdruck der Anstrengungen des Konzerns, Strukturen zu vereinfachen und Kosten zu senken.

Wesentliche Ereignisse nach Ablauf des Berichtszeitraums. Im Zeitraum vom 1. Januar 2014 bis zum Redaktionsschluss für diesen Bericht am 14. Februar 2014 sind keine Ereignisse eingetreten, die wesentliche Auswirkungen auf die Finanz-, Vermögens- und Ertragslage des RWE-Konzerns haben.

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

1.5 ERLÄUTERUNG DER BERICHTSSTRUKTUR

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. Dezember 2013

Konzernstruktur mit acht Unternehmensbereichen.

Die Darstellung des Geschäftsverlaufs 2013 basiert auf einer neuen Berichtsstruktur. Mit Wirkung zum 1. Januar 2013 haben wir nahezu unsere gesamte Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie in einer neuen Gesellschaft mit dem Namen „RWE Generation SE“ gebündelt. Wir sind damit effizienter aufgestellt und können zügiger auf die gewaltigen Veränderungen im Kraftwerkssektor reagieren. Mit RWE Generation ist das Segment „Konventionelle Stromerzeugung“ entstanden. Der RWE-Konzern ist nunmehr in acht Segmente untergliedert, die auch als „Unternehmensbereiche“ bezeichnet werden und die nach nationalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind. Um aussagefähige Vergleiche mit den Vorjahreszahlen zu ermöglichen, haben wir diese an die neue Struktur angepasst.

Die Unternehmensbereiche des RWE-Konzerns stellen sich wie folgt dar:

- Konventionelle Stromerzeugung: In dem Segment ist das Stromerzeugungsgeschäft von RWE Power (inkl. Braunkohletagebau), Essent und RWE npower zusammengefasst. Darin enthalten sind auch unser neues Gaskraftwerk im türkischen Denizli und die auf Projektmanagement und Engineering spezialisierte RWE Technology. All diese Aktivitäten werden von der neuen RWE Generation gesteuert.
- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Der Unternehmensbereich umfasst im Wesentlichen den Vertrieb von Strom, Gas und Wärme sowie den Betrieb unseres deutschen Strom- und Gasverteilnetzes. Geführt wird er von RWE Deutschland. Zu ihr gehören die Gesellschaften West-

netz, RWE Vertrieb (inkl. eprimo und RWE Energiedienstleistungen), RWE Effizienz, RWE Gasspeicher und unsere deutschen Regionalgesellschaften. Das Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland enthält auch unsere Minderheitsbeteiligungen an den Energieversorgern KELAG in Österreich und Enovos in Luxemburg.

- Vertrieb Niederlande/Belgien: Hier berichten wir über die Aktivitäten von Essent, einem der führenden Energieversorger in den Niederlanden. Seit Übertragung der dortigen Stromerzeugungsaktivitäten auf RWE Generation konzentriert sich die Gesellschaft auf das Endkundengeschäft mit Strom, Gas und Wärme. In steigendem Maße beliefert Essent auch den belgischen Markt.
- Vertrieb Großbritannien: In diesem Unternehmensbereich ist RWE npower angesiedelt, einer der sechs großen Energieversorger Großbritanniens. Da nun auch unsere britischen Kraftwerke von RWE Generation betrieben werden, liegt der Fokus von RWE npower – wie bei Essent – ganz auf dem Vertriebsgeschäft.
- Zentralost-/Südosteuropa: Der Unternehmensbereich enthält Aktivitäten in Tschechien, Ungarn, Polen, der Slowakei, der Türkei und Kroatien. Im Zentrum unseres tschechischen Geschäfts stehen der Vertrieb, die Verteilung, der überregionale Transport, der Transit und die Speicherung von Gas. Hier sind wir nationaler Marktführer. Mit dem Anfang August 2013 abgeschlossenen Verkauf von NET4GAS sind wir allerdings aus dem Transport und Transit von Gas ausgestiegen. 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 Verkauf an Endkunden. Über Minderheitsbeteiligungen waren wir dort auch in der Gasversorgung tätig, haben dieses Engagement aber inzwischen beendet. Der Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa enthält darüber hinaus unsere polnischen Aktivitäten auf dem Gebiet der Verteilung und des Vertriebs von Strom. In der Slowakei sind wir über eine Minderheitsbeteiligung im Stromnetz- und im Strom-Endkundengeschäft aktiv sowie über RWE Gas Slovensko im Gasvertrieb. In der Türkei steigen wir in die Stromvermarktung ein, stehen hier aber noch ganz am Anfang. Zum Bereich Zentralost-/Südosteuropa gehört seit dem 1. Januar 2013 auch unser Abwassergeschäft in Zagreb (Kroatien), das zuvor RWE Deutschland zugeordnet war. Über die Anfang Juni 2013 akquirierte Gesellschaft Energija 2 (jetzt: RWE Energija) sind wir außerdem in den kroatischen Energievertrieb eingestiegen.

- 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 Biomasse. Ihre wichtigsten Erzeugungsstandorte liegen in Deutschland, Großbritannien, den Niederlanden, Spanien und Polen.
- Upstream Gas & Öl: Dieser Bereich umfasst das Geschäft von RWE Dea. Das Unternehmen fördert Erdgas und Rohöl. Regionale Schwerpunkte sind Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Ägypten.
- Trading/Gas Midstream: Die hier angesiedelte RWE Supply & Trading verantwortet den Energie- und Rohstoffhandel, die lang- und kurzfristige 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.

1.6 GESCHÄFTSENTWICKLUNG

Die stark verschlechterten Marktbedingungen für unsere Kraftwerke haben tiefe Spuren im Konzernabschluss hinterlassen: Hohe Wertberichtigungen in der konventionellen Stromerzeugung hatten zur Folge, dass wir für 2013 ein negatives Nettoergebnis ausweisen mussten. Das betriebliche Ergebnis lag dagegen auf dem erwarteten Niveau von 5,9 Mrd. €. Auch hier spiegelten sich die Belastungen im Stromerzeugungsgeschäft wider, allen voran der Wegfall der kostenlosen Zuteilungen von Emissionsrechten. Allerdings gab es auch einen bedeutenden positiven Effekt aus Kompensationszahlungen, die uns im erfolgreichen Preisrevisionsverfahren mit Gazprom zugesprochen wurden. Erfreulich war auch der große Fortschritt, den wir bei der Umsetzung unseres laufenden Effizienzsteigerungsprogramms gemacht haben.

Stromerzeugung der Unternehmensbereiche in Mrd. kWh	Braunkohle		Steinkohle		Gas		Kernenergie		Erneuerbare Energien		Pumpwasser, Öl, Sonstige		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Konventionelle Stromerzeugung	75,8	75,6	47,6	59,6	36,1	38,2	30,5	30,7	4,8	4,3	2,9	2,4	197,7	210,8
Davon:														
Deutschland ¹	75,8	75,6	29,4	35,5	6,4	7,3	30,5	30,7	0,9	0,8	2,9	2,4	145,9	152,3
Niederlande/Belgien	-	-	6,5	7,3	5,8	5,9	-	-	1,0	1,4	-	-	13,3	14,6
Großbritannien	-	-	11,7	16,8	22,3	25,0	-	-	2,9	2,1	-	-	36,9	43,9
Türkei	-	-	-	-	1,6	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-
Zentralost-/Südosteuropa	5,4	5,4	0,1	0,1	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	5,6	5,6
Erneuerbare Energien	-	-	-	-	0,2	0,2	-	-	8,0 ²	7,1 ²	-	-	8,2	7,3
RWE-Konzern³	81,2	81,0	51,3	60,6	37,0	39,6	30,5	30,7	13,8	12,4	2,9	2,8	216,7	227,1

1 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können; 2013 waren dies 21,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 25,2 Mrd. kWh), davon 18,5 Mrd. kWh aus Steinkohlekraftwerken (Vorjahr: 22,4 Mrd. kWh).

2 Inkl. Strombezüge aus Kraftwerken, die sich im Eigentum nicht vollkonsolidierter Unternehmen befinden, aber von RWE mitfinanziert wurden; 2013 waren dies 1,8 Mrd. kWh (Vorjahr: 1,4 Mrd. kWh).

3 Inkl. geringer Erzeugungsmengen anderer Unternehmensbereiche

Stromerzeugung um 5% gesunken. Der RWE-Konzern hat im abgelaufenen Geschäftsjahr 216,7 Mrd. Kilowattstunden (kWh) Strom produziert, 5% weniger als 2012. Davon entfielen 37 % auf den Energieträger Braunkohle, 24% auf Steinkohle, 17% auf Gas und 14% auf Kernenergie; der Anteil der erneuerbaren Energien betrug 6%.

Der Rückgang der Stromerzeugung ist u.a. darauf zurückzuführen, dass sich unsere Erzeugungskapazität verringert hat. So haben wir Ende März 2013 den Betrieb des britischen Kraftwerks Didcot A mit 1.958 Megawatt (MW) Nettoleistung eingestellt. Darüber hinaus konnten wir einige in Fremdeigentum stehende deutsche Steinkohleblöcke nicht mehr nutzen, da die entsprechenden Verträge zum Vorjahresende ausgelaufen waren. Negativen Einfluss hatte auch, dass sich

die Marktbedingungen für unsere Gaskraftwerke weiter verschlechtert haben. Allerdings erzeugten wir mehr Strom aus erneuerbaren Energien als 2012. Das ergab sich u.a. aus einer besseren Verfügbarkeit des inzwischen stillgelegten Biomassekraftwerks in Tilbury (Großbritannien), das 2012 nach einem Brand für mehrere Monate stillgestanden hatte. Daneben trug der fortgesetzte Ausbau unserer Windkraftkapazitäten zum Anstieg der regenerativ erzeugten Strommengen bei. Außerdem waren unsere deutschen Laufwasserkraftwerke wetterbedingt besser ausgelastet als 2012.

Zusätzlich zur Eigenproduktion beziehen wir Strom von Anbietern außerhalb des Konzerns. Diese Mengen summierten sich 2013 auf 70,6 Mrd. kWh, gegenüber 67,2 Mrd. kWh im Vorjahr.

Mit 49 Gigawatt Kraftwerkskapazität einer der führenden Stromerzeuger in Europa. Zum Ende des Geschäftsjahres 2013 verfügte der RWE-Konzern über eine Kraftwerksleistung von 49,0 Gigawatt (GW). Damit sind wir die Nr. 4 in Europa. In der Kapazitätszahl berücksichtigt sind auch Anlagen im Konservierungszustand, die derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht betrieben werden. Seit Ende 2012 hat sich unsere Kraftwerksleistung um 2,9 GW verringert. Eine wichtige Rolle spielte dabei, dass wir die britischen Kraftwerke Didcot A (Steinkohle), Fawley (Öl) und Tilbury (Biomasse) stillgelegt haben. Allerdings sind auch Kapazitäten hinzugekommen, allen voran das Mitte 2013 fertiggestellte Gaskraftwerk im westtürkischen Denizli. Daneben haben wir unser Windkraftportfolio an Land ausgebaut. Über die erwähnten Schließungen und Inbetriebnahmen von Erzeugungsanlagen berichten wir ausführlicher auf Seite 52.

Mit 34% (Vorjahr: 30%) hatte Gas Ende 2013 den größten Anteil an der Stromerzeugungskapazität im RWE-Konzern, gefolgt von Braunkohle mit 23% (21%), Steinkohle mit 20% (23%) und Kernenergie mit stabilen 8%. Die erneuerbaren Energien kamen auf 7% (8%). Wegen der Stilllegung des Biomassekraftwerks in Tilbury hat sich der Anteil dieses Energieträgers an der Erzeugungskapazität etwas verringert. Regional ist der Schwerpunkt unserer Stromproduktion Deutschland: Hier befinden sich 61% unserer installierten Leistung. Großbritannien mit 23% und die Niederlande mit 10% nehmen die folgenden Plätze ein.

Kraftwerkskapazität der Unternehmensbereiche Stand: 31.12.2013, in MW	Gas	Braunkohle	Steinkohle	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Pumpwasser, Öl, Sonstige	Gesamt	Gesamt 31.12.2012
Konventionelle Stromerzeugung	15.955	10.291	9.152	3.901	386	4.031	43.716	47.104
Davon:								
Deutschland ¹	5.006	10.291	6.662	3.901	55	2.342	28.257	28.785
Niederlande/Belgien	3.429	-	936	-	331	-	4.696	4.696
Großbritannien	6.733	-	1.554	-	-	1.689	9.976	13.623
Türkei	787	-	-	-	-	-	787	-
Zentralost-/Südosteuropa	151	780	-	-	3	-	934	935
Erneuerbare Energien	44 ²	-	10 ²	-	2.854	-	2.908	2.803
RWE-Konzern³	16.440	11.071	9.950	3.901	3.496	4.178	49.036	51.977

1 Inkl. Kapazitäten von Kraftwerken, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können; zum 31. Dezember 2013 waren dies 6.424 MW (Vorjahr: 6.623 MW), davon 4.259 MW Stromerzeugungskapazität auf Basis von Steinkohle (Vorjahr: 4.458 MW).

2 Überwiegend Anlagen zur Stromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung

3 Inkl. Kapazitäten anderer Unternehmensbereiche

CO₂-Emissionen 9% unter Vorjahr. Im Geschäftsjahr 2013 verursachten unsere Kraftwerke einen Kohlendioxidausstoß von 163,8 Mio. Tonnen. Davon entfielen 144,3 Mio. Tonnen CO₂ auf unsere eigenen Anlagen und die restlichen 19,5 Mio. Tonnen auf vertraglich gesicherte Kapazitäten. Unsere Emissionen lagen um 16,0 Mio. Tonnen bzw. 9% unter dem Vorjahresniveau. Maßgeblich dafür ist die gesunkene Stromerzeugung aus Steinkohle. Der Emissionsfaktor unseres Kraftwerksparks – das ist der CO₂-Ausstoß je erzeugte Megawatt-

stunde (MWh) Strom – sank auf 0,76 Tonnen (Vorjahr: 0,79 Tonnen). Nicht unweentlich dazu beigetragen hat auch die höhere Stromproduktion auf Basis regenerativer Energien. Unsere 2012 in Betrieb genommenen hocheffizienten Gaskraftwerke in den Niederlanden und Großbritannien konnten dagegen wegen der für sie ungünstigen Marktbedingungen nicht im gewünschten Maß zur Verbesserung unserer CO₂-Bilanz beitragen.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

Emissionsbilanz der Unternehmensbereiche	CO₂-Ausstoß		Kostenlos zugeteilte CO₂-Zertifikate		Unterausstattung mit CO₂-Zertifikaten	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
in Mio. Tonnen CO ₂						
Konventionelle Stromerzeugung	153,4	171,4	6,7	114,2	146,2	57,2
Davon:						
Deutschland ¹	125,7	136,1	6,3	85,4	119,4	50,7
Niederlande/Belgien	8,3	8,4	0,3	8,6	8,0	-0,2
Großbritannien	18,9	26,9	0,1	20,2	18,8	6,7
Türkei ²	0,5	-	-	-	-	-
Zentralost-/Südosteuropa	6,5	6,6	0,2	5,2	6,3	1,4
RWE-Konzern³	163,8	179,8	7,4	121,4	155,9	58,4

1 Inkl. Kraftwerke, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können. Diese Anlagen emittierten im Berichtsjahr 19,5 Mio. Tonnen CO₂ (Vorjahr: 21,1 Mio. Tonnen). Ihnen wurden für 2013 keine CO₂-Zertifikate mehr kostenfrei zugeteilt (Vorjahr: Zuteilung für 18,9 Mio. Tonnen CO₂).

2 Da die Türkei nicht am europäischen Emissionshandelssystem teilnimmt, benötigen wir für unseren dortigen CO₂-Ausstoß keine Emissionsrechte.

3 Inkl. geringer Mengen anderer Unternehmensbereiche

Kostenfreie Emissionsrechte decken nur noch 5% des CO₂-Ausstoßes ab. Seit Beginn der dritten Emissionshandelsperiode, die sich von 2013 bis 2020 erstreckt, teilen die Staaten Westeuropas den Energieversorgern nur noch in Ausnahmefällen Emissionsrechte kostenfrei zu. Nachdem wir 2012 noch einen Ausstoß von 121,4 Mio. Tonnen CO₂ durch solche staatlichen Zuteilungen abdecken konnten, waren es 2013 gerade einmal 7,4 Mio. Tonnen. Daraus ergibt sich eine Unterdeckung von 155,9 Mio. Tonnen, gegenüber 58,4 Mio. Tonnen im Vorjahr. Die fehlenden Emissionsrechte haben wir größtenteils am Markt zugekauft.

Unseren CO₂-Ausstoß decken wir außerdem zu einem gerin- gen Teil mit Zertifikaten ab, die durch Emissionsminderungen im Rahmen der Kyoto-Mechanismen Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) geschaffen wurden. RWE hat in der vergangenen Dekade eine Vielzahl von Projekten zum Erwerb solcher Zertifikate gestartet. Deren Marktpreis ist allerdings inzwischen so niedrig, dass sich neue Vorhaben kaum noch lohnen. Hinzu kommt, dass regulatorische Vorgaben kaum noch Spielraum für Projekte lassen. Mit unseren CDM- und JI-Aktivitäten konnten wir seit deren Beginn Emissionsrechte für insgesamt 64,4 Mio. Tonnen CO₂ vertraglich sichern. Viele dieser Kontrakte laufen noch. Die tatsächliche Menge der so erworbenen Zertifikate wird voraussichtlich hinter dem vertraglich gesicherten Vol- men zurückbleiben, weil Projekte scheitern können oder die CO₂-Einsparungen niedriger ausfallen als erwartet. Unter Einbeziehung solcher Risiken kalkulieren wir mit Emissions- rechten für 49,5 Mio. Tonnen CO₂. Bis Ende 2013 sind davon bereits Zertifikate für 43,9 Mio. Tonnen bei uns eingegangen. Dieser Bestand ist nahezu komplett bei der Emissionshan- delsstelle eingereicht oder über die Börse verkauft worden.

Leicht rückläufige Volumina im Steinkohleinkauf.

Rohstoffe beziehen unsere Erzeugungsgesellschaften ent- weder direkt am Markt oder über RWE Supply & Trading. Bei Kraftwerkssteinkohle belief sich das Beschaffungsvolumen 2013 auf 15,1 Mio. Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE), gegen- über 18,1 Mio. Tonnen im Vorjahr. Der Rückgang erklärt sich aus der rückläufigen Stromproduktion der Steinkohlekraft- werke. In den Zahlen mit erfasst sind Bezüge für Anlagen, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Verträge frei verfügen können. Unseren Bedarf decken wir größtenteils durch Einfuhren aus Kolumbien, den USA und Russland. In Deutschland beziehen wir Steinkohle in begrenztem Umfang auch aus heimischer Förderung. Die in unseren Kraftwerken Amer (Niederlande) und Tilbury (Großbritannien) verfeuerte Biomasse haben wir im Wesentlichen aus Nordamerika importiert. Sie stammte zum Teil aus unserer Holzpelletfabrik im US-Bundesstaat Georgia.

Braunkohle bezieht RWE aus eigenem Tagebau. In unserem Hauptabbaugebiet im Rheinland haben wir im Berichtsjahr 98,3 Mio. Tonnen gefördert (Vorjahr: 101,7 Mio. Tonnen). Davon wurden 85,8 Mio. Tonnen in unseren Kraftwerken verstromt und 12,5 Mio. Tonnen für Veredelungsprodukte verwendet.

Das für die Stromerzeugung und das Vertriebsgeschäft benötigte Gas beschaffen wir nahezu komplett über RWE Supply & Trading. Unsere Bezugsmengen für 2013 lagen bei 39 Mrd. m³ und damit etwas über dem Vorjahresniveau (38 Mrd. m³). Maßgeblich dafür ist die auf Seite 62 darge- stellte Absatzentwicklung. Von unseren Bezügen entfiel etwa die Hälfte auf langfristige Take-or-pay-Verträge. Solche

Kontrakte haben wir im Wesentlichen mit Produzenten in Norwegen, Russland, den Niederlanden und Deutschland geschlossen. Darüber hinaus beschafften wir Gas an europäischen Großhandelsmärkten oder von externen Lieferanten auf Basis von Kurzfristverträgen. In geringem Umfang deckten wir uns auch bei unserer Upstream-Gesellschaft RWE Dea ein.

Weiterhin starke Upstream-Position. Über RWE Dea sind wir auf dem Gebiet der Exploration und Förderung von Öl und Gas tätig. Unsere wichtigsten Produktionsstandorte liegen in Deutschland, in der britischen Nordsee, vor der norwegischen Küste und in Ägypten. RWE Dea verfügte zum 31. Dezember 2013 über Reserven von 20 Mio. m³ Rohöl und 57 Mrd. m³ Gas. Rechnet man das Gas in Öläquivalente (OE) um und addiert es zum Rohöl, ergibt sich ein Gesamtwert von 75 Mio. m³ OE. Als Reserven bezeichnet man in der Erde lagernde Rohstoffe, deren Existenz nachgewiesen ist und deren Förderung wirtschaftlich sinnvoll und rechtlich gesichert ist. Davon abzugrenzen sind die nachgewiesenen Ressourcen: Dabei handelt es sich um Rohstoffvorkommen, die zwar förderbar sind, bei denen aber noch nicht feststeht, ob eine Förderung auch wirtschaftlich ist, und für die noch kein Entwicklungsplan vorliegt. Die nachgewiesenen Ressourcen von RWE Dea beliefen sich Ende 2013 auf 50 Mio. m³ Öl und 108 Mrd. m³ Gas. Zusammengerechnet sind dies 155 Mio. m³ OE und damit 38 Mio. m³ OE mehr als im Vorjahr, während die Reserven um 47 Mio. m³ OE gesunken sind. Hauptgrund dafür ist, dass wir die bislang als Reserven geführten Kohlenwasserstoffvolumina des großen ägyptischen Projektes West Nile Delta wegen einer laufenden Überarbeitung des Feldsentwicklungsplans nun als nachgewiesene Ressourcen erfassen.

Leicht erhöhte Gasförderung. Im zurückliegenden Geschäftsjahr förderte RWE Dea 2.625 Mio. m³ Gas und 2.316 Tsd. m³ Öl. In Öläquivalenten ergibt sich daraus eine Gesamtförderung von 4.858 Tsd. m³ bzw. 30,6 Mio. Barrel. Damit erreichten wir fast das Volumen des Vorjahres, das sich auf 4.892 Tsd. m³ bzw. 30,8 Mio. Barrel belief. Beim Erdgas fiel unsere Produktion um 2% höher aus als 2012. Ausschlaggebend dafür war, dass wir in vier neuen Feldern die Produktionstätigkeit aufgenommen haben. Bei den britischen Nordseefeldern Clipper South und Devenick war dies bereits im August bzw. September 2012 der Fall. Im Berichtsjahr folgten das ägyptische Feld Disouq (September) und das britische Nordseefeld Breagh (Oktober). Die Produktion aus Breagh musste allerdings von Anfang November bis Ende Dezember wegen technischer Probleme unterbrochen werden. Daneben machte sich der natürliche Mengenrückgang bemerkbar, der mit der Ausschöpfung von Reserven zwangsläufig einhergeht. Dies betraf vor allem unsere Felder in Deutschland und Großbritannien. Positiven Einfluss auf unsere Gasfördermen gen hatte, dass im norwegischen Feld Gjøa der Anteil von Gas mit fortschreitender Produktion gestiegen ist, während sich der von Öl entsprechend verringert hat. Das war zugleich der Hauptgrund dafür, dass RWE Dea im vergangenen Jahr 3% weniger Öl gefördert hat als 2012. Eine Rolle spielte dabei auch, dass die Produktionstätigkeit in Dänemark wegen Problemen bei der nachgelagerten Infrastruktur für einige Monate zum Erliegen kam. Unsere Förderung im deutschen Feld Mittelplate war dagegen ergiebiger als 2012. Technische Verbesserungen und neue Produktionsbohrungen waren dafür ausschlaggebend.

Außenabsatz Strom	Privat- und Gewerbe kunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Stromhandel		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
in Mrd. kWh										
Konventionelle Stromerzeugung	0,3	0,3	0,8	1,0	11,1	9,1	-	-	12,2	10,4
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	23,1	24,0	30,0	30,8	78,0	69,3	-	-	131,1	124,1
Vertrieb Niederlande/Belgien	11,3	11,2	10,2	9,5	1,6	-	-	-	23,1	20,7
Vertrieb Großbritannien	17,1	17,9	30,6	30,8	0,2	-	-	-	47,9	48,7
Zentralost-/Südosteuropa	8,3	8,1	9,2	8,9	6,0	6,1	-	-	23,5	23,1
Erneuerbare Energien	0,1	0,1	-	-	2,0	1,9	-	-	2,1	2,0
Trading/Gas Midstream	-	-	20,7	31,7	-	-	10,2	17,0	30,9	48,7
RWE-Konzern¹	60,3	61,7	101,5	112,7	98,9	86,4	10,2	17,0	270,9	277,8

¹ Inkl. geringer Mengen, die unter „Sonstige, Konsolidierung“ erfasst sind

Stromabsatz 2% unter Vorjahr. RWE hat im Berichtsjahr 270,9 Mrd. kWh Strom an externe Kunden geliefert. Das sind 2% weniger als 2012. Stark verringert haben sich die Mengen im Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream. Hintergrund ist, dass RWE Supply & Trading seit dem 1. Januar 2013 keine Stromverkäufe über Auktionen mehr tätigt. Zu solchen Auktionen hatten wir uns 2007 gegenüber dem Bundeskartellamt verpflichtet, und zwar für den Lieferzeitraum von 2009 bis 2012. Bei unserer britischen Konzerngesellschaft RWE npower führten Kundenverluste und Energieeinsparungen von Haushalten zu leichten Mengeneinbußen. Zulegen konnten wir dagegen in Deutschland, und hier vor allem im Geschäft mit Weiterverteilern: Grundlage dafür

waren die erfolgreiche Akquise von Neukunden und eine erhöhte Nachfrage von Bestandskunden. Der Absatz, den wir dadurch erzielten, dass wir Stromeinspeisungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) an Übertragungsnetzgesellschaften weiterverkauften, fiel allerdings niedriger aus als 2012. Hintergrund ist, dass die Betreiber von EEG-Anlagen ihren Strom zunehmend direkt vermarkten und nicht an die Netzbetreiber absetzen. Daneben führte der Verkauf der Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft (KEVAG) im Dezember 2012 zum Wegfall von Liefervolumen. Wie in Deutschland konnten wir auch in der Region Niederlande/Belgien mehr Strom absetzen: Dort hat sich der Anteil größerer Abnehmer an unserem Kundenstamm erhöht.

Stromkunden nach Regionen in Tsd.	Gesamt		Davon: Privat- und Gewerbekunden	
	2013	2012	2013	2012
Deutschland	6.696	6.730	6.644	6.679
Niederlande	2.171	2.181	2.167	2.177
Belgien	332	285	330	283
Großbritannien	3.583	4.030	3.396	3.865
Ungarn	2.123	2.152	2.121	2.150
Polen	908	898	907	897
Tschechien	238	167	236	166
Kroatien	28	-	28	-
RWE-Konzern	16.079	16.443	15.829	16.217

Zum 31. Dezember 2013 versorgten die vollkonsolidierten Gesellschaften des RWE-Konzerns 16.079 Tsd. Kunden mit Strom, davon allein 6.696 Tsd. in Deutschland. Gegenüber 2012 hat sich die Zahl unserer Kunden um 364 Tsd. verringert. Im Segment der Privathaushalte und kleinen Gewerbebetriebe ist sie um 388 Tsd. auf 15.829 Tsd. gesunken. Hauptgrund war der Verkauf der Vertriebstochter Electricity Plus Supply in Großbritannien, über den wir auf Seite 51

berichten. In den anderen großen Strommärkten von RWE – Deutschland, Niederlande, Ungarn und Polen – blieb unsere Kundenbasis stabil. Zuwächse im zweistelligen Prozentbereich verzeichneten wir in Belgien und Tschechien. Außerdem weisen wir erstmals Stromkunden in Kroatien aus, weil wir im Juni 2013 die Vertriebsgesellschaft Energija 2 (jetzt: RWE Energija) übernommen haben.

Außenabsatz Gas	Privat- und Gewerbekunden		Industrie- und Geschäftskunden		Weiterverteiler		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
in Mrd. kWh								
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	29,2	29,0	22,3	19,3	38,4	25,7	89,9	74,0
Vertrieb Niederlande/Belgien	41,7	37,7	41,5	43,2	-	-	83,2	80,9
Vertrieb Großbritannien	43,1	44,2	2,1	2,2	0,8	-	46,0	46,4
Zentralost-/Südosteuropa	18,3	20,3	31,2	26,9	1,7	16,1	51,2	63,3
Upstream Gas & Öl	-	-	7,0	1,7	13,3	14,2	20,3	15,9
Trading/Gas Midstream	-	-	20,4	13,5	23,9	12,7	44,3	26,2
RWE-Konzern¹	132,3	131,2	124,6	106,9	78,1	68,7	335,0	306,8

1 Inkl. geringer Mengen im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung

Gasabsatz witterungsbedingt um 9% gestiegen. Die Gaslieferungen von RWE lagen mit 335,0 Mrd. kWh um 9% über Vorjahr. Auf Konzernebene konnten wir in allen Kundensegmenten zulegen. Im Geschäft mit Privathaushalten und kleinen Gewerbebetrieben kam uns der witterungsbedingt höhere Heizwärmebedarf zugute. Bei den Industrie- und Geschäftskunden haben wir neue Abnehmer gewonnen, insbesondere am deutschen und am tschechischen Markt. Den deutlichsten Absatzzuwachs erzielten wir mit Weitervertei-

lern. Erfolge bei der Kundenakquise lieferten auch hier einen wesentlichen Beitrag, vor allem in Deutschland, wo zudem zahlreiche Bestandskunden – u. a. witterungsbedingt – ihre Bezüge erhöht haben. Der Bereich Trading/Gas Midstream weist ebenfalls ein deutliches Absatzplus bei den Weiterverteilern aus, der Bereich Zentralost-/Südosteuropa dagegen einen Rückgang in ähnlicher Größenordnung. Hintergrund ist, dass wir das tschechische Großhandelsgeschäft auf RWE Supply & Trading übertragen haben.

Gaskunden nach Regionen	Gesamt		Davon: Privat- und Gewerbekunden	
	2013	2012	2013	2012
in Tsd.				
Deutschland	1.305	1.302	1.291	1.292
Niederlande	1.967	1.958	1.962	1.953
Belgien	209	173	208	172
Großbritannien	2.322	2.655	2.315	2.648
Tschechien	1.451	1.598	1.445	1.594
Slowakei	97	59	96	59
RWE-Konzern	7.351	7.745	7.317	7.718

Unsere vollkonsolidierten Gesellschaften hatten zum Bilanzstichtag insgesamt 7.351 Tsd. Gaskunden, davon die meisten in Großbritannien, gefolgt von den Niederlanden, Tschechien und Deutschland. Verglichen mit dem Vorjahr hat sich die Zahl unserer Kunden um 394 Tsd. verringert. Im Segment der Haushalte und kleinen Gewerbebetriebe ging sie um 401 Tsd. auf 7.317 Tsd. zurück, vor allem wegen des Ver-

kaufs der britischen Tochtergesellschaft Gas Plus Supply (siehe Seite 51). Eine Rolle spielte auch der hohe Wettbewerbsdruck in Tschechien. In Deutschland und den Niederlanden konnten wir unsere Marktposition bei Privat- und Gewerbekunden behaupten. Den in der Slowakei und Belgien eingeschlagenen Expansionskurs haben wir 2013 erfolgreich fortgesetzt.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

Außenumsatz in Mio. €	2013	2012	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	1.570	1.626	-3,4
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	25.718	23.710	8,5
Vertrieb Niederlande/Belgien	6.308	5.863	7,6
Vertrieb Großbritannien	8.982	8.708	3,1
Zentralost-/Südosteuropa	4.852	5.274	-8,0
Erneuerbare Energien	402	387	3,9
Upstream Gas & Öl	1.837	1.848	-0,6
Trading/Gas Midstream	4.313	5.698	-24,3
Sonstige, Konsolidierung	88	113	-22,1
RWE-Konzern	54.070	53.227	1,6
Erdgas-/Stromsteuer	2.677	2.456	9,0
RWE-Konzern (ohne Erdgas-/Stromsteuer)	51.393	50.771	1,2

Außenumsatz nach Produkten in Mio. €	2013	2012	+/- in %
Stromerlöse	34.896	34.256	1,9
Davon:			
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	20.643	19.173	7,7
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.278	2.144	6,3
Vertrieb Großbritannien	6.168	6.107	1,0
Zentralost-/Südosteuropa	2.310	2.391	-3,4
Trading/Gas Midstream	2.701	3.707	-27,1
Gaserlöse	14.616	14.222	2,8
Davon:			
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	4.128	3.553	16,2
Vertrieb Niederlande/Belgien	3.850	3.551	8,4
Vertrieb Großbritannien	2.312	2.188	5,7
Zentralost-/Südosteuropa	2.421	2.761	-12,3
Upstream Gas & Öl	501	469	6,8
Trading/Gas Midstream	1.402	1.697	-17,4
Ölerlöse	1.325	1.540	-14,0
Davon:			
Upstream Gas & Öl	1.257	1.289	-2,5
Trading/Gas Midstream	68	251	-72,9
Sonstige Erlöse	3.233	3.209	0,7
RWE-Konzern	54.070	53.227	1,6

Außenumsatz 2% über Vorjahr. RWE erwirtschaftete einen Außenumsatz von 54.070 Mio. € (inkl. Erdgas- und Stromsteuer). Damit bestätigte sich der Prognosewert von 54 Mrd. €, den wir Anfang März 2013 im Geschäftsbericht 2012 veröffentlicht hatten. Gegenüber dem Vorjahr ist der Außenumsatz um 2% gestiegen. Trotz gesunkener Liefer-

mengen haben sich unsere Stromerlöse um den gleichen Prozentsatz auf 34.896 Mio. € erhöht. Dabei kamen Preisanpassungen zum Tragen. Beispielsweise haben die meisten unserer deutschen Regionalgesellschaften die Tarife für Privat- und Gewerbekunden angehoben. Sie reagierten damit u. a. auf den deutlichen Anstieg der EEG-Umlage. Auch

in Großbritannien hat uns ein starker Anstieg der Vorkosten zu Erhöhungen der Privatkundentarife veranlasst. Im Gasgeschäft erzielten wir Erlöse in Höhe von 14.616 Mio. €. Gegenüber 2012 ist das ein Plus von 3%, das sich im Wesentlichen aus dem erläuterten Absatzanstieg ergibt. Die Entwicklung des Konzernumsatzes wurde außerdem durch Konsolidierungseffekte beeinflusst, insbesondere aus dem Verkauf von NET4GAS Anfang August 2013. Auch

Wechselkursänderungen wirkten sich aus: Das britische Pfund kostete im Jahresdurchschnitt 1,18 € und damit weniger als 2012 (1,23 €); andere für uns wichtige Währungen wie der US-Dollar, die tschechische Krone, der polnische Zloty und der ungarische Forint haben sich gegenüber dem Euro ebenfalls verbilligt, allerdings nur leicht. Bereinigt um wesentliche Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte ist der Außenumsatz um 4% gestiegen.

EBITDA in Mio. €	2013	2012	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	2.432	4.378	-44,4
Davon:			
Kontinentalwesteuropa	2.251	3.928	-42,7
Großbritannien	165	456	-63,8
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	2.316	2.266	2,2
Vertrieb Niederlande/Belgien	368	293	25,6
Vertrieb Großbritannien	366	371	-1,3
Zentralost-/Südosteuropa	1.281	1.312	-2,4
Erneuerbare Energien	397	364	9,1
Upstream Gas & Öl	938	1.041	-9,9
Trading/Gas Midstream	841	-591	-
Sonstige, Konsolidierung	-177	-120	-47,5
RWE-Konzern	8.762	9.314	-5,9

Betriebliches Ergebnis in Mio. €	2013	2012	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	1.383	3.275	-57,8
Davon:			
Kontinentalwesteuropa	1.450	3.085	-53,0
Großbritannien	-76	194	-
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.626	1.578	3,0
Vertrieb Niederlande/Belgien	278	190	46,3
Vertrieb Großbritannien	290	286	1,4
Zentralost-/Südosteuropa	1.032	1.052	-1,9
Erneuerbare Energien	196	183	7,1
Upstream Gas & Öl	521	685	-23,9
Trading/Gas Midstream	831	-598	-
Sonstige, Konsolidierung	-276	-235	-17,4
RWE-Konzern	5.881	6.416	-8,3

30 Strategie
38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
44 Politische Rahmenbedingungen
50 Wesentliche Ereignisse
55 Erläuterung der Berichtsstruktur
57 Geschäftsentwicklung

Betriebliches Ergebnis mit 5.881 Mio. € im Rahmen der Erwartungen. Das EBITDA des RWE-Konzerns belief sich auf 8.762 Mio. € und das betriebliche Ergebnis auf 5.881 Mio. €. Damit lagen wir nah an den Prognosewerten von ca. 9,0 Mrd. bzw. ca. 5,9 Mrd. €. Zwar lieferten effizienzsteigernde Maßnahmen einen höheren Ergebnisbeitrag als geplant. Dem standen allerdings unerwartet hohe Einmalbelastungen aus einem Strombezugsvertrag und eine unterdurchschnittliche Handelsperformance gegenüber. Im Vorjahresvergleich hat sich das EBITDA um 6% und das betriebliche Ergebnis um 8% verringert. Ausschlaggebend dafür waren massive Ertragseinbußen in der konventionellen Stromerzeugung, eine deutliche Ergebnisverschlechterung im Upstream-Geschäft der RWE Dea und der Verkauf von NET4GAS. Demgegenüber erzielte der Unternehmensbereich Trading/Gas Midstream ein außerordentlich hohes Ergebnis, weil uns nach der erfolgreichen Revision des Gasbezugsvertrags mit Gazprom hohe Kompensationen gewährt wurden. Lässt man wesentliche Konsolidierungs- und Wechselkurseffekte außer Betracht, ging das EBITDA um 3% und das betriebliche Ergebnis um 5% zurück.

Auf Ebene der Unternehmensbereiche zeigte sich folgende Entwicklung beim betrieblichen Ergebnis:

- Konventionelle Stromerzeugung: Hier ist das Ergebnis erwartungsgemäß stark gesunken: Mit 1.383 Mio. € lag es um 1.892 Mio. € bzw. 58% unter Vorjahr. In Kontinentalwesteuropa (Deutschland und Niederlande/Belgien) mussten wir einen Rückgang um 1.635 Mio. € auf 1.450 Mio. € und in Großbritannien um 270 Mio. € auf –76 Mio. € hinnehmen. Dabei kam eine Vielzahl negativer Faktoren zum Tragen. Der gravierendste ist, dass die westeuropäischen Staaten seit 2013 so gut wie keine CO₂-Emissionsberechtigungen mehr kostenfrei vergeben. Für 2012 waren uns im Unternehmensbereich Konventionelle Stromerzeugung noch Zertifikate für 114,2 Mio. Tonnen CO₂ unentgeltlich zugeteilt worden: Das hatte eine Entlastung von rund 1,2 Mrd. € gebracht. Ertragseinbußen ergaben sich auch daraus, dass die Notierungen im kontinentaleuropäischen Stromterminhandel gesunken sind. Hinzu kam, dass uns Zulieferer im Vorjahr Schadensersatz für Verzögerungen bei Kraftwerksprojekten geleistet hatten und dieser Sondereffekt 2013 weggefallen ist. Außerdem mussten wir eine Drogverlustrückstellung für einen defizitären Strombezugsvertrag deutlich aufstocken. Dem standen Entlastungen aus niedrigeren Preisen beim Einkauf von Steinkohle und CO₂-Emissionsrechten sowie rückläufigen Aufwendungen für die Instandhaltung von Kraftwerken

gegenüber. Darüber hinaus profitierten wir von effizienzsteigernden Maßnahmen, mit deren Umsetzung wir schneller als erwartet vorankamen.

- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Das betriebliche Ergebnis lag mit 1.626 Mio. € erwartungsgemäß in der Größenordnung des Vorjahreswertes (1.578 Mio. €). Effizienzverbesserungen und der wetterbedingt höhere Gasabsatz hatten einen positiven Einfluss auf die Ertragslage. Gegenläufig wirkte, dass wir uns im Vorjahr von unseren Beteiligungen am Koblenzer Regionalversorger KEVAG und an den Berliner Wasserbetrieben getrennt hatten. Die genannten Aktivitäten sind damit nicht mehr im Segmentergebnis enthalten. Gleches gilt für unser Abwassergeschäft in Zagreb, das wir seit 1. Januar 2013 im Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa ausweisen.
- Vertrieb Niederlande/Belgien: Für den Unternehmensbereich hatten wir ursprünglich mit einem betrieblichen Ergebnis in der Größenordnung des Vorjahres gerechnet. Vor allem wegen der Auflösung von Rückstellungen konnten wir aber deutlich zulegen, und zwar um 46% auf 278 Mio. €. Dabei kam uns auch der höhere Gasabsatz zugute. Erwartungsgemäß positiv wirkten sich auch die Maßnahmen unseres Effizienzsteigerungsprogramms aus. Die Margen im Gasvertrieb haben sich allerdings wettbewerbsbedingt verschlechtert. Daneben verursachte die Einführung eines neuen Kundenabrechnungssystems vorübergehende Mehrkosten.
- Vertrieb Großbritannien: Das betriebliche Ergebnis des Bereichs lag mit 290 Mio. € knapp über dem Vorjahreswert und damit im Rahmen der Prognose. Auf wechselkursreiniger Basis ergibt sich ein Plus von 6%. Fortgesetzte Effizienzverbesserungen haben die Ertragskraft in allen Vertriebssegmenten gestärkt. Gestiegen sind allerdings auch die Umlagen für die Netznutzung. Mehr aufgewendet haben wir zudem für Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz bei Privathaushalten, zu denen der Staat die großen britischen Versorger verpflichtet. Der dadurch unterstützte Trend zu einem sparsameren Energieverbrauch minderte das Ergebnis zusätzlich. Mithilfe von Preisanpassungen konnten die Belastungen aber zu einem Teil kompensiert werden: RWE npower hat die Privatkundentarife für Strom und Gas bereits Ende November 2012 um 8,8 bzw. 8,6% erhöht. Anfang Dezember 2013 mussten wir sie noch ein weiteres Mal anheben, und zwar um 9,3 bzw. 11,1%.

- Zentralost-/Südosteuropa: Das Ergebnis des Bereichs hat sich um 2% auf 1.032 Mio. € verringert. Ausschlaggebender Faktor war der Verkauf von NET4GAS zum 2. August 2013: Der tschechische Ferngasnetzbetreiber erzielte bis zu seiner Entkonsolidierung ein Ergebnis von 171 Mio. €, gegenüber 298 Mio. € im Vorjahr. Die Ertragslage des Unternehmens war damit besser als erwartet. Somit fiel auch der Ergebnisrückgang im Unternehmensbereich Zentralost-/Südosteuropa nicht so deutlich aus, wie wir in der Prognose vom März unterstellt hatten. Ohne Effekte aus NET4GAS und aus der Währungsumrechnung konnte der Bereich um 15% zulegen. Ein Grund dafür ist, dass wir ein wesentlich höheres Ergebnis aus Geschäften zur Begrenzung von Währungsrisiken ausweisen. Solche Währungsrisiken ergeben sich u. a. dadurch, dass beim Gas- und Stromeinkauf für unsere Märkte in Zentralosteuropa i. d. R. in Euro und US-Dollar abgerechnet wird, beim Weiterverkauf dagegen in Landeswährung. Neben diesem Sondereffekt kamen uns auch verbesserte Verteilnetz- und Vertriebsmargen im tschechischen Gas- und im polnischen Stromgeschäft zugute. In Ungarn führte dagegen eine staatlich verordnete Absenkung der Netzentgelte und Privatkundentarife zu hohen Ergebniseinbußen; davon waren sowohl das Strom- als auch das Gasgeschäft betroffen.
- Erneuerbare Energien: Bei RWE Innogy erhöhte sich das betriebliche Ergebnis um 7% auf 196 Mio. €. Damit bestätigte sich unser Ausblick vom März 2013, obwohl wir zwischenzeitlich eine schwächere Entwicklung für möglich gehalten hatten. Wichtigster Ergebnistreiber bei RWE Innogy ist der Ausbau der Erzeugungskapazität; beispielsweise trug der im September 2012 fertiggestellte Offshore-Windpark Greater Gabbard, an dem wir mit 50% beteiligt sind, im gesamten Berichtsjahr mit seiner vollen Kapazität von 504 MW zur Stromproduktion bei. Daneben profitierten wir von einer besseren Auslastung der deutschen Wasserkraftwerke. Außerdem leistete ein Zulieferer Schadensersatz für Mängel, die bei Windkraftanlagen in Spanien auftraten. Diesen positiven Faktoren standen allerdings Belastungen durch außerplanmäßige Abschreibungen gegenüber; diese betrafen u. a. das inzwischen

gestoppte Windkraftvorhaben Atlantic Array (siehe Seite 52) und eine Tochtergesellschaft zur Finanzierung von Venture-Capital-Projekten, deren Erträge unter den Erwartungen liegen. Ebenfalls wertberichtigt wurde unsere Minderheitsbeteiligung am Solarthermiebauwerk Andasol 3 in Spanien. Dort hat die Regierung die Förderung erneuerbarer Energien nachträglich gekürzt. Auch unsere spanischen Windkraftanlagen waren davon betroffen. Darüber hinaus verschlechterte das gesunkene Preisniveau im deutschen Stromgroßhandel die Ertragslage von RWE Innogy.

- Upstream Gas & Öl: Das betriebliche Ergebnis von RWE Dea verschlechterte sich im vergangenen Jahr um 24% auf 521 Mio. €. Eine wesentliche Ursache dafür war, dass die realisierten Ölpreise unter dem Vorjahresniveau lagen; dabei spielte auch der schwächere Dollarkurs eine Rolle. Unsere Prognose für RWE Dea sah ursprünglich ein Ergebnis in der Größenordnung von 2012 vor. Allerdings sind wir beim Ausbau der Gasförderung nicht so schnell vorangekommen wie erwartet. Verspätet hat sich etwa die Aufnahme der Produktion in unserem neuen Nordseefeld Breagh. Außerdem sind wir bei mehreren Explorationsbohrungen nicht fündig geworden und haben die Ausgaben dafür deshalb direkt als Aufwand erfasst, anstatt sie zu aktivieren. Der Explorationsaufwand fiel dadurch höher aus als zunächst angenommen.
- Trading/Gas Midstream: RWE Supply & Trading steigerte das Ergebnis erwartungsgemäß deutlich um 1.429 Mio. € auf 831 Mio. €. Den Ausschlag dafür gab das Ende Juni ergangene Schiedsurteil zu unserem langfristigen Gasbezugsvortrag mit Gazprom, über das wir auf Seite 50 berichten. Für unsere Bezugsverträge mit anderen Gaslieferanten hatten wir bereits vor 2013 auf dem Verhandlungswege verbesserte Preiskonditionen erreicht. Während sich die Ertragslage im Gas-Midstream-Geschäft aus den genannten Gründen stark verbesserte, konnten wir im Energiehandel nicht an die Performance des Vorjahres anknüpfen.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

Kennzahlen des Wertmanagements	Betriebliches Ergebnis 2013	Betriebliches Vermögen 2013 ¹	ROCE	Kapitalkosten vor Steuern 2013	Absoluter Wertbeitrag 2013	Kapitalkosten vor Steuern 2012	Absoluter Wertbeitrag 2012
	in Mio. €	in Mio. €	in %	in %	in Mio. €	in %	in Mio. €
Konventionelle Stromerzeugung	1.383	20.458	6,8	9,5	-561	9,5	1.490
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	1.626	16.344	9,9	8,25	278	8,25	201
Vertrieb Niederlande/Belgien	278	2.263	12,3	8,5	85	8,5	-6
Vertrieb Großbritannien	290	2.366	12,3	8,5	89	8,5	78
Zentralost-/Südosteuropa	1.032	6.257	16,5	8,0	532	8,0	495
Erneuerbare Energien	196	5.377	3,6	8,75	-275	8,75	-254
Upstream Gas & Öl	521	3.309	15,7	12,75	99	12,75	294
Trading/Gas Midstream	831	1.918	43,3	10,0	639	10,0	-879
Sonstige, Konsolidierung	-276	-3.947	-	-	104	-	170
RWE-Konzern	5.881	54.345	10,8	9,0	990	9,0	1.589

¹ Durchschnitt der Jahresendbestände von 2012 und 2013

RWE erzielt Kapitalrendite von 10,8%. Im abgelaufenen Geschäftsjahr haben wir einen Return on Capital Employed (ROCE) von 10,8% erwirtschaftet. Damit lagen wir zwar unter dem Vorjahreswert (12,0%), aber über den Konzernkapitalkosten vor Steuern (9,0%). Der ROCE abzüglich Kapitalkosten, multipliziert mit dem betrieblich gebundenen Vermögen, ergibt den absoluten Wertbeitrag. Dieser belief sich auf 990 Mio. € und war damit um 38% niedriger als 2012 (1.589 Mio. €). Hier spiegelt sich der Rückgang des betrieblichen Ergebnisses wider. Dass sich das betriebliche Vermögen erhöht hat, schlug ebenfalls negativ zu Buche, allerdings

nur leicht. Auch auf Ebene der Unternehmensbereiche war die Ergebnisentwicklung zentrale Bestimmungsgröße für die Veränderung der Wertbeiträge. Dementsprechend verzeichneten wir im Segment Konventionelle Stromerzeugung den deutlichsten Rückgang – und zwar um 2.051 Mio. € auf -561 Mio. €. Im Vorjahr war der Unternehmensbereich noch derjenige mit dem höchsten Wertbeitrag gewesen; 2013 bildete er dagegen das Schlusslicht. Genau anders herum verhielt es sich mit dem Bereich Trading/Gas Midstream, der um 1.518 Mio. € auf 639 Mio. € zulegen konnte.

Wertmanagementkonzept des RWE-Konzerns

Renditeorientierte Unternehmenssteuerung. Die Steigerung des Unternehmenswertes ist Kernelement unserer Strategie. Ob und wie erfolgreich wir dabei sind, messen wir mit unserem Wertmanagementkonzept. Zusätzlicher Wert wird immer dann geschaffen, wenn die Rendite auf das eingesetzte Vermögen, d. h. der Return on Capital Employed (ROCE), höher ist als die Kapitalkosten. Der ROCE zeigt die rein operative Rendite. Er entspricht dem Verhältnis des betrieblichen Ergebnisses zum betrieblichen Vermögen.

Die Tabelle auf Seite 69 oben stellt dar, wie die Kapitalkosten hergeleitet werden. Wir ermitteln sie als gewichteten Durchschnitt der Eigen- und Fremdkapitalkosten. Die Eigenkapitalkosten spiegeln die unternehmensspezifische Renditeerwartung am Kapitalmarkt bei einer Investition in die RWE-Aktie wider. Die Fremdkapitalkosten orientieren sich an den langfristigen Finanzierungskonditionen des RWE-Konzerns. Bei der Ermittlung der Kapitalkosten für 2013 haben wir die gleichen Wertansätze verwendet wie für das Vorjahr.

Die Eigenkapitalkosten ermitteln wir folgendermaßen: Als Zinssatz für eine risikolose Anlage nehmen wir einen langfristigen Durchschnittswert von 3,8% und addieren konzern- bzw. bereichsspezifische Risikoaufschläge, auch als „Marktpremien“ bezeichnet. Auf Konzernebene beträgt der Risikoaufschlag 5,0%. Die Summe aus „risikolosem Zinssatz“ und Marktpremie beträgt somit 8,8%. Sie wird im nächsten Schritt mit dem sogenannten „Betafaktor“ multipliziert. Der Betafaktor geht auf das in den 1960er-Jahren entwickelte Capital Asset Pricing Model zurück. Er stellt die Kennzahl für das mit einer Investition übernommene systematische Risiko dar, das auch als Marktrisiko bezeichnet wird. Für das RWE-Wertmanagement legen wir einen Betafaktor von 1,03 zu grunde. Beim Eigenkapital ergibt sich damit ein Kostensatz von 8,9%. Da Eigenkapitalkosten nicht steuerlich abzugsfähig sind, handelt es sich hierbei um einen Wert vor und nach Steuern.

Für das Fremdkapital veranschlagen wir einen Kapitalkostensatz von 5,0% vor Steuern. Der kalkulatorische Steuersatz beträgt 27,4%. Durch Multiplikation beider Werte erhält man den sogenannten Tax Shield, also den Betrag, um den sich die Fremdkapitalkosten durch ihre steuerliche Abzugsfähigkeit verringern. Beim ermittelten Tax Shield von 1,4 Prozentpunkten ergibt sich für das Fremdkapital ein Kostensatz von 3,6% nach Steuern.

Das Verhältnis von Eigen- zu Fremdkapital setzen wir mit 50:50 an. Dabei orientieren wir uns nicht an den bilanziellen Buchwerten, sondern u. a. an einer Marktbewertung des Eigenkapitals und an Annahmen über die langfristige Entwicklung der Nettofinanzposition und der Rückstellungen.

Insgesamt kommen wir damit auf Kapitalkosten für den RWE-Konzern von 9,0% vor Steuern.

Bei der Ermittlung des betrieblichen Vermögens gehen wir so vor, dass abnutzbare Gegenstände des Anlagevermögens nicht mit ihren Buchwerten, sondern mit der Hälfte der historischen Anschaffungs- oder Herstellungskosten angesetzt werden, und zwar über die gesamte Nutzungsdauer. Diese Methodik hat den Vorteil, dass die ROCE-Ermittlung nicht von der Abschreibungsdauer beeinflusst wird. Damit verringern sich die durch den Investitionszyklus verursachten Schwankungen der Wertbeiträge. Geschäfts- oder Firmenwerte aus Akquisitionen gehen dagegen mit ihrem vollen Betrag ins Vermögen ein; Abschreibungen werden hier im Folgejahr wertmindernd berücksichtigt.

Der ROCE abzüglich Kapitalkosten ergibt den relativen Wertbeitrag. Durch Multiplikation mit dem eingesetzten betrieblichen Vermögen erhält man den absoluten Wertbeitrag, den wir als zentrale Steuerungsgröße einsetzen. Je höher er ausfällt, desto attraktiver ist die jeweilige Aktivität für unser Portfolio. Der absolute Wertbeitrag ist auch ein wichtiges Kriterium bei der Beurteilung von Investitionen und zugleich Maßstab für die erfolgsabhängige Vergütung unserer Führungskräfte.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

RWE-Konzern – Kapitalkosten		2013	
Risikoloser Zinssatz	%	3,8	
Marktpremie	%	5,0	
Betafaktor		1,03	
Eigenkapitalkosten nach Steuern	%	8,9	
Fremdkapitalkosten vor Steuern	%	5,0	
Steuersatz für Fremdkapital	%	27,4	
Tax Shield	%	-1,4	
Fremdkapitalkosten nach Steuern	%	3,6	
Anteil Eigenkapital	%	50	
Anteil Fremdkapital	%	50	
Kapitalkosten nach Steuern	%	6,3	
Steuersatz für pauschale Umrechnung	%	31	
Kapitalkosten vor Steuern	%	9,0	
RWE-Konzern – Ermittlung des betrieblichen Vermögens		31.12.2013	31.12.2012
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen ¹	Mio. €	57.078	59.314
+ Beteiligungen inkl. Ausleihungen ²	Mio. €	5.018	5.433
+ Vorräte	Mio. €	2.360	3.128
+ Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Mio. €	7.950	8.024
+ Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte ³	Mio. €	6.875	7.174
- Unverzinsliche Rückstellungen ⁴	Mio. €	12.650	12.021
- Unverzinsliche Verbindlichkeiten ⁵	Mio. €	13.768	15.474
- Korrekturen ⁶	Mio. €	847	797
Betriebliches Vermögen	Mio. €	52.016	54.781
RWE-Konzern – Ermittlung des Wertbeitrags		2013	
Betriebliches Vermögen vor Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	53.399	
+ Korrekturen ⁷	Mio. €	946	
Betriebliches Vermögen nach Korrekturen (im Jahresdurchschnitt)	Mio. €	54.345	
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.881	
ROCE	%	10,8	
Relativer Wertbeitrag	%	1,8	
Absoluter Wertbeitrag	Mio. €	990	

1 Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property sind mit hälftigen Anschaffungs- und Herstellungskosten angesetzt (siehe Anlagespiegel auf Seite 160 ff.); Geschäfts- oder Firmenwerte sowie Kundenbeziehungen werden mit ihren Buchwerten erfasst. Für 2012 und 2013 ist nicht mehr produktives Anlagevermögen in Höhe von 808 Mio. € herausgerechnet worden.

2 At-Equity-bilanzierte Beteiligungen und übrige Finanzanlagen; nicht enthalten sind langfristige Wertpapiere.

3 Inkl. Ertragsteueransprüche; nicht berücksichtigt sind Finanzderivate in Höhe von 740 Mio. € (Vorjahr: 1.033 Mio. €) und das Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen.

4 Steuerrückstellungen und sonstige Rückstellungen; nicht enthalten sind Rückstellungen mit Langfristcharakter in Höhe von 1.429 Mio. € (Vorjahr: 927 Mio. €).

5 Die Position umfasst Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen, Ertragsteuerverbindlichkeiten sowie übrige Verbindlichkeiten; nicht enthalten sind Finanzderivate in Höhe von 620 Mio. € (Vorjahr 818 Mio. €) sowie Kaufpreisverbindlichkeiten in Höhe von 1.187 Mio. € (Vorjahr 1.320 Mio. €) aus Andienungsrechten.

6 Herausgerechnet werden im Wesentlichen nach IAS 16.15 gebildete Aktiva in Höhe von 498 Mio. € (Vorjahr 471 Mio. €), da durch sie kein Kapital gebunden wird.

7 Zeitliche Korrekturen, die im Wesentlichen dazu dienen, verzerrende Effekte aus unterjährigen Erst- und Entkonsolidierungen zu eliminieren und den Effekt aus der Firmenwert-Abschreibung bei RWE Generation für das Jahr 2013 zu neutralisieren

Neutrales Ergebnis in Mio. €	2013	2012	+/- in Mio. €
Veräußerungsgewinne	476	487	-11
Ergebniseffekte aus Commodity-Derivaten	72	470	-398
Firmenwert-Abschreibungen	-1.404	-	-1.404
Restrukturierungen, Sonstige	-4.619	-3.051	-1.568
Neutrales Ergebnis	-5.475	-2.094	-3.381

Überleitung zum Nettoergebnis: Hohe Wertberichtigungen im Segment Konventionelle Stromerzeugung.

Die stark verschlechterten Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung haben auch in der Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Nettoergebnis deutliche Spuren hinterlassen. Dies betraf in erster Linie das neutrale Ergebnis, das sich gegenüber dem bereits negativen Vorjahreswert (-2.094 Mio. €) nochmals deutlich auf -5.475 Mio. € verringerte. Seine Einzelpositionen haben sich wie folgt entwickelt:

- Unsere Buchgewinne durch Veräußerungen von Beteiligungen und Vermögenswerten waren mit 476 Mio. € etwa so hoch wie 2012. Den mit 236 Mio. € höchsten Ergebnisbeitrag brachte der Verkauf des tschechischen Ferngasnetzbetreibers NET4GAS. Hinzu kamen 199 Mio. € aus der Veräußerung der britischen Vertriebsgesellschaften Electricity Plus Supply und Gas Plus Supply. Nähere Informationen zu den genannten Transaktionen finden Sie auf Seite 51 f.
- Aus der bilanziellen Erfassung bestimmter Derivate, mit denen wir Commodity-Termingeschäfte preislich absichern, entstand ein Ertrag von 72 Mio. €, gegenüber 470 Mio. € im Vorjahr. Gemäß International Financial Reporting Standards (IFRS) sind die Derivate mit ihren Marktwerten am jeweiligen Stichtag zu bilanzieren, während die (gegenläufigen) Grundgeschäfte erst später bei ihrer Realisierung erfolgswirksam erfasst werden dürfen. Dadurch entstehen Ergebniseffekte, die sich im Laufe der Zeit wieder aufheben und deshalb dem neutralen Ergebnis zugeordnet sind.
- Anders als im Vorjahr mussten wir Firmenwerte abschreiben, und zwar um 1.404 Mio. € im Segment Konventionelle Stromerzeugung. Grund sind angepasste Erwartungen zur mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, zu den künftigen regulatorischen Rahmenbedingungen und zur Auslastung der fossil befeuerten Kraftwerke. Die Firmen-

wertabschreibung ist das Resultat eines Werthaltigkeits-tests, den wir anlässlich einer turnusgemäßen Aktualisierung unserer Planung vorgenommen haben.

- Unter der Position „Restrukturierungen, Sonstige“ weisen wir einen Verlust in Höhe von 4.619 Mio. € aus. Darin enthalten sind Wertberichtigungen auf Sach- und Finanzanlagen in Höhe von 3,4 Mrd. € (Vorjahr: 2,3 Mrd. €). Davon entfallen 2,4 Mrd. € auf unser niederländisches Erzeugungspotfolio, dessen Ertragsperspektiven sich marktbedingt stark verschlechtert haben. Hier kommt u.a. der massive Ausbau der deutschen Solarstromkapazitäten zum Tragen, die nicht nur hierzulande, sondern auch in Nachbarstaaten konventionelle Kraftwerke aus dem Markt drängen. Darüber hinaus haben wir eine Abschreibung von 216 Mio. € auf unser deutsches Gasspeichergeschäft vorgenommen, denn auch hier hat sich die Marktsituation verschlechtert: Einführen von verflüssigtem Erdgas (LNG) und der Ausbau von Pipeline-Infrastruktur haben dazu beigetragen, dass sich das Gasangebot in Spitzenbedarfszeiten (Winter) erhöht hat und die Nachfrage in geringerem Umfang durch eingespeichertes Gas gedeckt werden muss. Auch bei RWE Innogy wurden Wertberichtigungen erforderlich, die sich auf rund 620 Mio. € summieren. Davon sind 260 Mio. € auf Verspätungen und Mehrkosten beim Bau des Offshore-Windparks Nordsee Ost zurückzuführen und rund 270 Mio. € auf die massiv verschlechterten Förderkonditionen für erneuerbare Energien in Spanien. Neben den außerplanmäßigen Abschreibungen führte auch die Bildung von Rückstellungen für Restrukturierungsmaßnahmen zu Aufwand. Dieser belief sich auf 970 Mio. € (Vorjahr: 433 Mio. €). Hauptsächlich betroffen waren die Unternehmensbereiche Konventionelle Stromerzeugung und Vertrieb/Verteilnetze Deutschland. Positiv wirkte, dass unsere planmäßigen Abschreibungen auf den Kundenstamm von RWE npower im Mai 2012 ausgelaufen sind. Im Berichtsjahr führte dies zu einer Entlastung von 113 Mio. €.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

Finanzergebnis in Mio. €	2013	2012	+/- in Mio. €
Zinserträge	319	413	-94
Zinsaufwendungen	-1.073	-1.249	176
Zinsergebnis	-754	-836	82
Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen	-973	-1.208	235
Übriges Finanzergebnis	-166	-48	-118
Finanzergebnis	-1.893	-2.092	199

Das Finanzergebnis des RWE-Konzerns hat sich um 199 Mio. € auf -1.893 Mio. € verbessert. Im Einzelnen ergaben sich folgende Veränderungen:

- Das Zinsergebnis ist um 82 Mio. € auf -754 Mio. € gestiegen. Eine Ursache dafür ist, dass die Kompensationsleistungen, die uns im Schiedsverfahren mit Gazprom zugesprochen wurden, auch eine Verzinsung enthielten. Daneben minderten der Rückgang der Finanzschulden und die zuletzt günstigen Refinanzierungskonditionen unseren Zinsaufwand.
- Die Zinsanteile an Zuführungen zu langfristigen Rückstellungen haben sich um 235 Mio. € auf 973 Mio. € verringert. Im Geschäftsjahr 2012 hatten wir hier einen Anstieg der „Sonstigen langfristigen Rückstellungen“ erfasst, der sich aus einer Absenkung der Diskontierungssätze ergab. Ein solcher Effekt ist 2013 nicht eingetreten.
- Das „Übrige Finanzergebnis“ hat sich um 118 Mio. € auf -166 Mio. € verschlechtert. Negative Effekte ergaben sich aus der Marktbewertung von Finanzgeschäften, die sich 2012 noch positiv ausgewirkt hatte. Außerdem erzielten wir niedrigere Erträge aus dem Verkauf von Wertpapieren.

Das Ergebnis vor Steuern lag mit -1.487 Mio. € im negativen Bereich. Trotzdem weisen wir Ertragsteuern in Höhe von 956 Mio. € aus. Hintergrund ist, dass wir 2013 die hohen außerplanmäßigen Abschreibungen größtenteils nicht steuerlich geltend machen konnten. Nach Steuern lag das Ergebnis bei -2.443 Mio. € und damit 4.147 Mio. € unter dem Vorjahreswert.

Die Ergebnisanteile anderer Gesellschafter haben sich um 92 Mio. € auf 210 Mio. € verringert. Das ergibt sich aus der verschlechterten Ertragslage vollkonsolidierter Gesellschaften, an denen Konzernfremde beteiligt sind, insbesondere in Ungarn.

Auf unsere Hybridkapitalgeber entfallen Ergebnisanteile von 104 Mio. €. Der Betrag entspricht den Finanzierungskosten nach Steuern. Berücksichtigt werden hier lediglich zwei von unseren insgesamt fünf Hybridanleihen, nämlich jene, die gemäß IFRS zum Eigenkapital gehören. 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 2012 um 4.063 Mio. € verschlechtertes Nettoergebnis von -2.757 Mio. €. Bei 614,7 Millionen ausstehenden RWE-Aktien entspricht das einem Ergebnis je Aktie von -4,49 € (Vorjahr: 2,13 €).

Mit 2.314 Mio. € lag das nachhaltige Nettoergebnis im Rahmen der Prognose von ca. 2,4 Mrd. €. Gegenüber 2012 hat es sich um 6% verringert. Bei der Ermittlung des nachhaltigen Nettoergebnisses werden das neutrale Ergebnis (einschließlich der darauf entfallenden Steuern) und größere Einmaleffekte im Finanzergebnis und bei den Ertragsteuern herausgerechnet. Für den vorliegenden Abschluss hatte das zur Folge, dass die massiven Belastungen aus Wertberichtigungen unberücksichtigt blieben.

Überleitung zum Nettoergebnis		2013	2012	+/- in %
EBITDA	Mio. €	8.762	9.314	-5,9
Betriebliche Abschreibungen	Mio. €	-2.881	-2.898	0,6
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.881	6.416	-8,3
Neutrales Ergebnis	Mio. €	-5.475	-2.094	-
Finanzergebnis	Mio. €	-1.893	-2.092	9,5
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	-1.487	2.230	-
Ertragsteuern	Mio. €	-956	-526	-81,7
Ergebnis	Mio. €	-2.443	1.704	-
Ergebnisanteile anderer Gesellschafter	Mio. €	210	302	-30,5
Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG	Mio. €	104	96	8,3
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-2.757	1.306	-
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.314	2.457	-5,8
Ergebnis je Aktie	€	-4,49	2,13	-
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,76	4,00	-6,0
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (Jahresdurchschnitt)	Mio. Stück	614,7	614,5	-
Steuerquote	%	-	24	-

Effizienzsteigerungsprogramm: Zielvorgabe für 2013

übererfüllt. Nach dem erfolgreichen Abschluss unseres Effizienzsteigerungsprogramms über 1,5 Mrd. € im Jahr 2012 haben wir direkt ein neues Programm gestartet. Durch Maßnahmen zur Kostensenkung und Erlössteigerung wollen wir damit zusätzliches Ergebnispotenzial erschließen, und zwar von Jahr zu Jahr mehr. Das Programm zielt auf Verbesserungen der operativen Prozesse ab, aber auch auf Einsparungen bei Verwaltung und IT. Unser ursprüngliches Ziel war, damit bis Ende 2014 einen dauerhaften Beitrag zum betrieblichen Ergebnis von 1 Mrd. € zu erreichen. Im November 2013 haben wir das Programm um weitere Maßnahmen ergänzt, die zum großen Teil auf eine Verbesserung der Ertragskraft

in der konventionellen Stromerzeugung abzielen. Mit dem erweiterten Programm streben wir nun einen Ergebniseffekt von mindestens 1,5 Mrd. € an. Erreichen wollen wir ihn bereits 2016 und damit ein Jahr früher, als wir zunächst für machbar gehalten hatten. Der ambitioniertere Zeitplan wurde dadurch möglich, dass wir 2013 bei der Umsetzung der Effizienzverbesserungen über Erwarten gut vorankamen. Nachdem wir 2012 bereits einen nachhaltigen Ergebniseffekt von 200 Mio. € gesichert hatten, kamen im vergangenen Jahr 800 Mio. € hinzu. Damit lagen wir um 250 Mio. € über Plan. Gründe dafür sind, dass wir bereits in hohem Umfang Stellen abgebaut und große Fortschritte bei der Verfügbarkeit unserer Braunkohlekraftwerke erzielt haben.

- 30 Strategie
- 38 Wirtschaftliche Rahmenbedingungen
- 44 Politische Rahmenbedingungen
- 50 Wesentliche Ereignisse
- 55 Erläuterung der Berichtsstruktur
- 57 Geschäftsentwicklung**

Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	2013	2012	+/- in Mio. €
Konventionelle Stromerzeugung	1.360	1.784	-424
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	871	904	-33
Vertrieb Niederlande/Belgien	28	43	-15
Vertrieb Großbritannien	106	89	17
Zentralost-/Südosteuropa	320	518	-198
Erneuerbare Energien	1.074	999	75
Upstream Gas & Öl	663	684	-21
Trading/Gas Midstream	14	4	10
Sonstige, Konsolidierung	58	56	2
RWE-Konzern	4.494	5.081	-587

Investitionen in Finanzanlagen in Mio. €	2013	2012	+/- in Mio. €
Konventionelle Stromerzeugung	3	75	-72
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	101	255	-154
Vertrieb Niederlande/Belgien	-	-	-
Vertrieb Großbritannien	-	-	-
Zentralost-/Südosteuropa	12	1	11
Erneuerbare Energien	9	94	-85
Upstream Gas & Öl	-	-	-
Trading/Gas Midstream	1	38	-37
Sonstige, Konsolidierung	4	-	4
RWE-Konzern	130	463	-333

Investitionen um 17% zurückgefahren. Im vergangenen Jahr haben wir Investitionen in Höhe von 4.624 Mio. € getätigt. Damit blieben wir 17% unter dem Niveau von 2012 (5.544 Mio. €). Für Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte haben wir 4.494 Mio. € eingesetzt, gegenüber 5.081 Mio. € im Vorjahr. Unsere Ausgaben für Finanzanlagen, die 2012 noch bei 463 Mio. € gelegen hatten, fielen mit 130 Mio. € kaum ins Gewicht.

Unser Kraftwerksneubauprogramm bildete weiterhin einen Schwerpunkt der Investitionstätigkeit. Allerdings hat sich der Mitteleinsatz hierfür bereits deutlich verringert, denn 2012 haben vier große Erzeugungsanlagen den kommerziellen Betrieb aufgenommen (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 49). Im Berichtsjahr waren noch drei Anlagen in Bau. Eine davon, das neue Gaskraftwerk mit 787 MW im

türkischen Denizli, hat im August 2013 den kommerziellen Betrieb aufgenommen. Das Kraftwerksneubauprogramm endet 2014, wenn auch der Steinkohledoppelblock in Hamm mit 1.528 MW und der im niederländischen Eemshaven mit 1.554 MW fertiggestellt sind.

Besonderes Augenmerk richten wir auch auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Unsere größten Einzelvorhaben sind zwei Offshore-Windparks: zum einen Gwynt y Môr vor der Küste von Nordwales mit insgesamt 576 MW, den wir im November 2014 fertigstellen wollen; zum anderen Nordsee Ost mit 295 MW, der im Frühjahr 2015 mit allen Turbinen am Netz sein soll. Darüber hinaus stand der Ausbau der Windkraft an Land auf der Agenda: Dabei haben wir uns auf Standorte in Großbritannien, Polen und Deutschland konzentriert.

Investitionen größeren Umfangs tätigte auch RWE Dea. Im Zentrum stand hier die Entwicklung von Öl- und Gasfeldern zur Vorbereitung der Produktionstätigkeit. Aufgrund solcher Maßnahmen konnten wir 2013 im ägyptischen Konzessionsgebiet Disouq (September) und im britischen Nordseefeld Breagh (Oktober) die Gasförderung aufnehmen (siehe Seite 53); die Produktion aus dem norwegischen Ölfeld Knarr soll 2014 starten. Investiert haben wir auch in laufende Förderprojekte, insbesondere in Deutschland, Norwegen und Ägypten, und darüber hinaus Lizenzbeteiligungen in Großbritannien und Surinam erworben.

In den Bereichen Vertrieb/Verteilnetze Deutschland und Zentralost-/Südosteuropa wurden die Mittel überwiegend für die Strom- und Gasnetzinfrastruktur eingesetzt. In Deutschland standen dabei neben der Substanzerhaltung auch der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen und der Netzausbau im Rahmen der Energiewende im Vordergrund. Essent investierte schwerpunktmäßig ins Wärmenetz und in IT-Projekte. Bei RWE npower lag der Fokus auf Maßnahmen zur Entwicklung und Einführung intelligenter Stromzähler. Außerdem verbesserte das Unternehmen sein Kundenabrechnungssystem.

Mitarbeiter ¹	31.12.2013	31.12.2012	+/- in %
Konventionelle Stromerzeugung	16.311	17.583	-7,2
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	19.127	19.510	-2,0
Vertrieb Niederlande/Belgien	3.115	3.376	-7,7
Vertrieb Großbritannien	8.730	9.528	-8,4
Zentralost-/Südosteuropa	10.062	10.900	-7,7
Erneuerbare Energien	1.482	1.573	-5,8
Upstream Gas & Öl	1.445	1.375	5,1
Trading/Gas Midstream	1.524	1.457	4,6
Sonstige ²	4.545	4.906	-7,4
RWE-Konzern	66.341	70.208	-5,5
In Deutschland	39.268	40.272	-2,5
Außerhalb Deutschlands	27.073	29.936	-9,6

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Zum 31. Dezember 2013 entfielen davon 2.239 Mitarbeiter auf RWE IT (Vorjahr: 2.624) und 1.650 Mitarbeiter auf RWE Service (Vorjahr: 1.692).

Personalstand 6% unter Vorjahr. Zum 31. Dezember 2013 beschäftigte RWE 66.341 Mitarbeiter. Die Zahl ergibt sich durch Umrechnung in Mitarbeiteräquivalente, d.h., Teilzeitstellen werden nur mit ihrem Anteil an einer Vollzeitstelle berücksichtigt. Gegenüber dem 31. Dezember 2012 hat sich der Personalstand um 3.867 Mitarbeiter bzw. 6% verringert. Der Stellenabbau betraf zu 74% unsere ausländischen Standorte. Er basierte zu einem großen Teil auf Rationalisierungs-

maßnahmen in der konventionellen Stromerzeugung und im britischen Vertriebsgeschäft. Eine wichtige Rolle spielte auch der Verkauf von NET4GAS: Zum 31. Dezember 2012 waren rund 560 Mitarbeiter in dem Unternehmen beschäftigt gewesen. Wie in den Vorjahren haben wir weit über unseren eigenen Bedarf hinaus ausgebildet: Ende 2013 erlernten 2.715 junge Menschen bei uns einen Beruf. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

1.7 FINANZ- UND VERMÖGENSLAGE

Im vergangenen Jahr haben wir unseren Finanzbedarf hauptsächlich mit dem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit gedeckt. Unsere Investitionen und Ausschüttungen konnten wir damit noch nicht ganz finanzieren. Ab 2015 soll das aber stets der Fall sein. Neben dem operativen Geschäft sorgten Desinvestitionen für hohe Einnahmen, insbesondere der Verkauf von NET4GAS. Die Mittel trugen wesentlich dazu bei, dass wir unsere Nettoverschuldung um 2,3 Mrd. € auf 30,7 Mrd. € senken konnten. Das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA blieb mit 3,5 erwartungsgemäß unverändert. Wir wollen hier mittelfristig wieder eine Obergrenze von 3,0 einhalten.

Zentrale Finanzierung. Die Verantwortung für die Finanzierung des RWE-Konzerns liegt bei der RWE AG. Diese beschafft Finanzmittel bei Banken oder am Geld- und Kapitalmarkt. Bei der Begebung von Anleihen bedient sie sich meist der niederländischen Tochtergesellschaft RWE Finance B.V., die Emissionen unter Garantie der RWE AG tätigt. Andere Tochtergesellschaften nehmen nur in Einzelfällen Fremdkapital direkt auf. Das ist insbesondere dann der Fall, wenn die Nutzung lokaler Kredit- und Kapitalmärkte wirtschaftlich vorteilhaft ist. Die RWE AG übernimmt außerdem die Koordination, wenn Konzerngesellschaften Haftungsverhältnisse eingehen. Sie entscheidet, in welcher Höhe Garantien oder Patronatserklärungen abgegeben werden. Durch die Bündelung dieser Aufgaben können wir Finanzrisiken zentral steuern und überwachen. Außerdem stärken wir so unsere Verhandlungsposition gegenüber Kreditinstituten, Geschäftspartnern, Lieferanten und Kunden.

Flexible Instrumente zur Aufnahme von Fremdkapital. Unseren Finanzbedarf decken wir überwiegend mit den Mitteluflüssen aus unserer laufenden Geschäftstätigkeit. Darüber hinaus verfügen wir über eine Reihe flexibler Finanzierungsinstrumente. Langfristiges Fremdkapital nehmen wir hauptsächlich im Rahmen unseres Debt-Issuance-Programms auf. Das Programm erlaubt uns, Anleihen im Gesamtwert von 30 Mrd. € zu begeben. Daneben bietet uns ein Commercial-Paper-Programm einen Spielraum von 5 Mrd. US\$ für die kurzfristige Finanzierung am Geldmarkt. Als zusätzliche Liquiditätsreserve dient eine syndizierte Kreditlinie über 4 Mrd. €, deren Laufzeit bis November 2017 reicht. Genutzt haben wir sie bislang nicht.

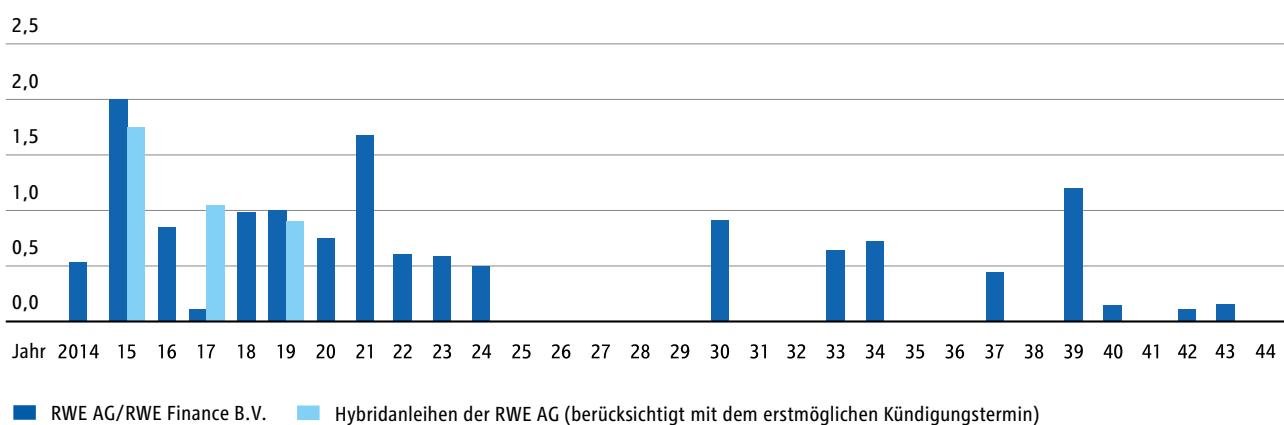
Weder die genannten Finanzierungsinstrumente noch die laufenden Kreditlinien verpflichten uns, bestimmte Zinszahlungs-, Verschuldungs- oder Mindestkapitalgrenzen zu beachten, bei deren Verletzung wir zur vorzeitigen Tilgung, zum Stellen von Sicherheiten oder zu erhöhten Zinszahlungen verpflichtet wären. Ebenso wenig sind wir an ein bestimmtes Rating gebunden.

RWE nimmt öffentliche und private Anleiheplatzierungen vor. Vor dem Hintergrund außergewöhnlich günstiger Finanzierungskonditionen am Fremdkapitalmarkt haben wir 2013 zwei Euro-Anleihen begeben. Bei der ersten Emission im Januar betrug das Volumen 750 Mio. €. Die Papiere haben eine Laufzeit von sieben Jahren und einen Kupon von 1,875%. Bei der zweiten Emission im Oktober haben wir 500 Mio. € eingenommen. Hier liegt die Laufzeit bei etwas über zehn Jahren und der Kupon bei 3,0%. Das Volumen dieser Anleihe haben wir im Februar 2014 um 300 Mio. € auf 800 Mio. € erhöht.

Neben diesen öffentlichen Emissionen tätigten wir mehrere Privatplatzierungen. Bei der größten Transaktion dieser Art im Februar 2013 erhielten wir 150 Mio. € für 30 Jahre. Darüber hinaus haben wir eine private Anleihe über 270 Mio. € mit 25-jähriger Laufzeit, die wir im Oktober 2012 begeben hatten, bis Februar 2014 in drei Schritten auf 500 Mio. € aufgestockt.

Fälligkeitsstruktur der Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns (Stand: 31.12.2013)

Fälligkeiten in Mrd. €



Ende 2013 standen Anleihen im Gesamtwert von 17,6 Mrd. € aus. Die zuvor dargestellten öffentlichen und privaten Emissionen des vergangenen Jahres hatten ein Gesamtvolumen von umgerechnet 1,6 Mrd. €. Dem standen Fälligkeiten von umgerechnet 2,0 Mrd. € gegenüber: Getilgt haben wir Anleihen über 250 Mio. US\$ (Februar/Kupon: 2%), 630 Mio. £ (Juni/6,375%) und 1 Mrd. € (November/5,75%). Das Gesamtvolume der ausstehenden Anleihen hat sich 2013 per saldo um 0,5 Mrd. € auf 17,6 Mrd. € (inkl. Hybridanleihen) verringert. Neben den Tilgungen haben dazu auch Wechselkursänderungen beigetragen. Unsere Anleihen lauten auf Euro, britisches Pfund, Schweizer Franken, US-Dollar und Yen. Zur Steuerung des Währungsrisikos haben wir Sicherungsgeschäfte abgeschlossen. Bezieht man solche Transaktionen mit ein, waren wir zum Jahresende zu 68% in Euro und zu 32% in britischen Pfund verschuldet. Das heißt, ein Fremdwährungsrisiko aus Kapitalmarktschulden in US-Dollar, Schweizer Franken oder Yen bestand nicht.

Die Ursprungslaufzeiten unserer Anleihen reichen von sechs bis zu 30 Jahren. Die gewichtete durchschnittliche Restlaufzeit lag Ende 2013 bei knapp zehn Jahren. Hybridanleihen

sind hier nicht berücksichtigt. Unsere Fälligkeiten im Jahr 2014 beschränken sich auf eine Ende Juli auslaufende Anleihe über 530 Mio. € mit einem Kupon von 4,625%. Für Februar 2015 steht die Rückzahlung einer Emission über 2 Mrd. € mit einem Kupon von 5% an. Darüber hinaus haben wir im September 2015 erstmals die Möglichkeit, unsere 2010 begebene Hybridanleihe über 1,75 Mrd. € zu kündigen. Der Kupon beträgt hier 4,625%.

Zwischenfinanzierung über Commercial Paper auf null zurückgefahren. Von der Möglichkeit, uns kurzfristig durch Begebung von Commercial Paper zu refinanzieren, haben wir 2013 nur in den ersten drei Quartalen Gebrauch gemacht. In diesem Zeitraum tätigten wir Emissionen von 3,7 Mrd. €. Wegen der Mittelzuflüsse durch das Schiedsurteil im Preisrevisionsverfahren mit Gazprom und des Verkaufs von NET4GAS war es uns möglich, im dritten Quartal sämtliche Commercial Paper zu tilgen und bis zum Abschlussstichtag keine weiteren zu begeben. Zum Vergleich: Ende 2012 hatten noch Commercial Paper im Volumen von 1,0 Mrd. € ausgestanden.

75 Finanz- und Vermögenslage
81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83 Übernahmerechtliche Angaben
85 Innovation
88 Entwicklung der Risiken und Chancen
100 Prognosebericht

Kapitalmarktschulden des RWE-Konzerns zum 31.12.2013 nach Fälligkeit ¹	2014–2018	2019–2022	2023–2027	Ab 2028
Nominalvolumen	in Mrd. €	4,5	4,0	1,1
Anteil an den gesamten Kapitalmarktschulden (14,9 Mrd. €)	in %	30	27	36

1 Die Hybridanleihen über 1.750 Mio. € und 750 Mio. £ mit theoretisch unbegrenzter Laufzeit sind nicht enthalten; die übrigen Hybridanleihen sind mit ihrem Laufzeitende berücksichtigt.

Kapitalflussrechnung in Mio. €	2013	2012	+/- in Mio. €
Funds from Operations	7.068	5.446	1.622
Veränderung des Nettoumlauvermögens	-1.313	-1.051	-262
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	5.755	4.395	1.360
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit	-2.646	-1.285	-1.361
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit	-1.857	-2.463	606
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel	-19	16	-35
Veränderung der flüssigen Mittel	1.233	663	570
 Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	 5.755	 4.395	 1.360
Abzgl. Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	-4.488	-5.081	593
Free Cash Flow	1.267	-686	1.953

Operativer Cash Flow um 31 % gestiegen. Unseren Finanzbedarf haben wir 2013 größtenteils mit dem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit gedeckt. Dieser belief sich auf 5.755 Mio. €. Gegenüber 2012 hat er sich um 31 % erhöht – und damit wesentlich besser entwickelt als das betriebliche Ergebnis. Ein Grund dafür ist, dass der Vorjahresabschluss in hohem Maße durch Veränderungen der Marktwerte von Commodity-Kontrakten beeinflusst war. Diese Veränderungen hatten zwar zu Erträgen, aber nicht zu entsprechenden Zahlungseingängen geführt, weil die Kontrakte zum Jahresende noch nicht realisiert waren. Das betriebliche Ergebnis von 2013 wurde zudem in größerem Maße durch die Bildung zahlungsunwirksamer Rückstellungen belastet als das von 2012. Negativen Einfluss auf den Cash Flow hatten Steuervorauszahlungen, die wir im Zusammenhang mit einer laufenden Betriebsprüfung geleistet haben. Der damit verbundene Rückgang unserer Steuerverbindlichkeiten spiegelte sich in der Veränderung des Nettoumlauvermögens wider.

Unsere Investitionstätigkeit führte zu einem Mittelabfluss von 2.646 Mio. €. Der Betrag liegt deutlich unter unseren Ausgaben für Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte und Finanzanlagen. Zu erklären ist das durch Einnahmen aus dem Verkauf von Beteiligungen und Anlagevermögen, die gegengerechnet werden müssen.

Aus der Finanzierungstätigkeit sind 1.857 Mio. € abgeflossen. Wesentlich beigetragen hat dazu die Dividendenzahlung für das Geschäftsjahr 2012 in Höhe von 1.229 Mio. €. Die Begebung und Tilgung von Anleihen und Commercial Paper führte per saldo zu Mittelabgängen in Höhe von 1.307 Mio. €. Durch die dargestellten Zahlungsströme hat sich unser Liquiditätsbestand um 1.233 Mio. € erhöht.

Der Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit, verringert um die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte, ergibt den Free Cash Flow. Dieser lag mit 1.267 Mio. € deutlich über dem Vorjahreswert (-686 Mio. €).

Nettoschulden in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012	+/- in %
Flüssige Mittel	3.905	2.672	46,1
Wertpapiere	3.207	3.047	5,3
Sonstiges Finanzvermögen	1.156	1.892	-38,9
Finanzvermögen	8.268	7.611	8,6
Anleihen, Schulscheindarlehen, Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten, Commercial Paper	16.224	17.748	-8,6
Sonstige Finanzverbindlichkeiten	2.464	2.198	12,1
Finanzverbindlichkeiten	18.688	19.946	-6,3
Nettofinanzschulden	10.420	12.335	-15,5
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.227	6.856	-9,2
Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen bei fondsdeckten Pensionsverpflichtungen	-	36	-
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.250	10.201	0,5
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.952	2.874	2,7
Korrektur Hybridkapital (Rating-relevanter Anteil)	817	785	4,1
Zuzüglich 50% des als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	1.351	1.351	-
Abzüglich 50% des als Fremdkapital ausgewiesenen Hybridkapitals	-534	-566	5,7
Nettoschulden des RWE-Konzerns	30.666	33.015	-7,1

Nettoschulden um 2,3 Mrd. € abgebaut. Unsere Nettofinanzschulden lagen zum Bilanzstichtag bei 10,4 Mrd. € und damit 1,9 Mrd. € unter dem Vorjahreswert. Die Nettoschulden sind um 2,3 Mrd. € auf 30,7 Mrd. € gesunken. Neben dem hohen Free Cash Flow haben Einnahmen aus dem Verkauf von Beteiligungen und Anlagevermögen entscheidend dazu beigetragen. Ein weiterer Faktor war, dass sich die in

den Nettoschulden berücksichtigten Pensions-, Kernenergie- und Bergbaurückstellungen in Summe um 0,5 Mrd. € verringert haben. Schuldenerhöhend wirkte die bereits erwähnte Dividendenzahlung. Hinzu kamen Ausschüttungen von 0,4 Mrd. €, die an Minderheitsgesellschafter von Tochterunternehmen der RWE AG und an Hybridkapitalgeber geleistet wurden.

Kreditrating	Moody's	Standard & Poor's
Langfristige Finanzschulden		
Standardanleihe	Baa1	BBB+
Nachrangige Anleihe (Hybridanleihe)	Baa3	BBB-
Kurzfristige Finanzschulden	P-2	A-2
Ausblick	stabil	stabil

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

Moody's stuft Kreditrating von RWE herab. Bonitätsprüfungen durch unabhängige Ratingagenturen haben maßgeblichen Einfluss auf die Möglichkeiten eines Unternehmens, sich Fremdkapital zu beschaffen. Im Allgemeinen gilt: je besser die Bewertung, desto leichter der Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten und desto kostengünstiger die Aufnahme von Fremdmitteln. Daher profitieren wir davon, dass uns Ratingagenturen eine hohe Bonität bescheinigen. Allerdings hat insbesondere die Krise in der konventionellen Stromerzeugung dazu geführt, dass die beiden führenden Häuser Standard & Poor's und Moody's das langfristige Kreditrating für RWE von A- bzw. A3 um eine Stufe auf BBB+ bzw. Baa1 abgesenkt haben. Standard & Poor's machte diesen Schritt bereits im Juli 2012; Moody's zog im Juni 2013 nach. Im Zuge der Herabstufung haben beide Agenturen ihren Ratingausblick von „negativ“ auf „stabil“ angehoben. Die nachhaltige Stärkung unserer Finanzkraft hat für uns weiterhin hohe Priorität. Unser wichtigstes Ziel ist dabei, dass wir jederzeit – selbst im Falle von Finanzkrisen – in der Lage sind, uns am Fremdkapitalmarkt zu akzeptablen Konditionen zu refinanzieren.

Verschuldungsfaktor unverändert bei 3,5. Wir steuern unsere Verschuldung u. a. anhand von Kennziffern. Eine Schlüsselgröße ist das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA, das als „Verschuldungsfaktor“ (Leverage Factor) bezeichnet wird. Diese Kennzahl sagt mehr aus als die absolute Höhe der Verbindlichkeiten, da sie die Ertragskraft des Unternehmens mit einbezieht – und damit seine Fähigkeit, die Schulden zu bedienen. Der Verschuldungsfaktor lag 2013 erwartungsgemäß wie schon in den beiden Vorjahren bei 3,5. Wir wollen ihn jedoch mittelfristig wieder auf einen Wert von maximal 3,0 zurückführen.

Leichter Rückgang der Fremdkapitalkosten. Unsere Fremdkapitalkosten beliefen sich 2013 auf 5,0%. Ermittelt wurden sie für den jahresdurchschnittlichen Bestand ausstehender Schulden wie Anleihen, Commercial Paper und Bankkredite. In die Fremdkapitalkosten eingeflossen sind Zinsswapgeschäfte mit Banken, bei denen wir fixe in variable Zinsverpflichtungen umwandeln. Nicht berücksichtigt wurden dagegen unsere gemäß IFRS als Eigenkapital zu klassifizierenden Hybridanleihen über 1,75 Mrd. € und über 0,75 Mrd. £. Gegenüber 2012 (5,1%) haben sich die Fremdkapitalkosten leicht verringert. Hauptursache dafür waren die äußerst zinsgünstigen Refinanzierungen des vergangenen Jahres, während die getilgten Anleihen im Durchschnitt höhere Kupons aufwiesen.

Bilanzstruktur: Außerplanmäßige Abschreibungen

mindern Eigenkapitalquote. Im Jahresabschluss 2013 weisen wir eine Bilanzsumme von 81,1 Mrd. € aus. Das sind 7,1 Mrd. € weniger als Ende 2012. Auf der Aktivseite der Bilanz hat sich das Anlagevermögen um 5,0 Mrd. € verringert, u. a. wegen der auf Seite 70 erläuterten außerplanmäßigen Abschreibungen auf Stromerzeugungsanlagen und Firmenwerte. Auch der Verkauf von NET4GAS kam hier zum Tragen. Die Forderungen und sonstigen Vermögenswerte sanken um 2,6 Mrd. € und die Vorräte um 0,8 Mrd. €, während sich die flüssigen Mittel um 1,2 Mrd. € und der Wertpapierbestand um 0,2 Mrd. € erhöhten. Auf der Passivseite sind die Verbindlichkeiten um 3,4 Mrd. € zurückgegangen, die Rückstellungen dagegen um 0,7 Mrd. € gestiegen. Das Eigenkapital lag um 4,4 Mrd. € unter dem Stand zum Vorjahresende. Wesentliche Ursachen waren die erwähnten außerplanmäßigen Abschreibungen und die Ausschüttungen für das Geschäftsjahr 2012. Die Eigenkapitalquote, also der Anteil des Eigenkapitals an der Bilanzsumme, betrug 15,0%; sie fiel damit um 3,7 Prozentpunkte niedriger aus als 2012.

Konzernbilanzstruktur ¹	31.12.2013		31.12.2012	
	in Mio. €	in %	in Mio. €	in %
Aktiva				
Langfristiges Vermögen	56.743	70,0	63.338	71,8
Davon: Immaterielle Vermögenswerte	13.198	16,3	16.017	18,2
Davon: Sachanlagen	33.305	41,1	36.006	40,8
Kurzfristiges Vermögen	24.376	30,0	24.840	28,2
Davon: Forderungen und sonstige Vermögenswerte ²	15.320	18,9	16.436	18,6
Gesamt	81.119	100,0	88.178	100,0
Passiva				
Eigenkapital	12.137	15,0	16.489	18,7
Langfristige Schulden	47.103	58,0	47.445	53,8
Davon: Rückstellungen	27.119	33,4	27.991	31,7
Davon: Finanzverbindlichkeiten	16.539	20,4	15.417	17,5
Kurzfristige Schulden	21.879	27,0	24.244	27,5
Davon: Sonstige Verbindlichkeiten ³	13.341	16,4	14.904	16,9
Gesamt	81.119	100,0	88.178	100,0

1 Angepasste Vorjahreswerte wegen erstmaliger Anwendung des überarbeiteten Rechnungslegungsstandards IAS 19

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

3 Inkl. Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen sowie Ertragsteuerverbindlichkeiten

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

1.8 ERLÄUTERUNGEN ZUM JAHRESABSCHLUSS DER RWE AG (HOLDING)

Als Management-Holding des RWE-Konzerns nimmt die RWE AG zentrale Leitungsfunktionen wahr und beschafft Finanzmittel für die Geschäftstätigkeit der Tochtergesellschaften. Ihre Vermögens- und Ertragslage hängt maßgeblich vom wirtschaftlichen Erfolg der Konzernunternehmen ab. Die stark verschlechterte Ertragslage in der konventionellen Stromerzeugung zeigte sich auch im Einzelabschluss der RWE AG. Der Jahresüberschuss war nur noch etwa halb so hoch wie im Vorjahr.

Jahresabschluss. Die RWE AG stellt ihren Jahresabschluss nach den Vorschriften des Handelsgesetzbuches (HGB) und des Aktiengesetzes (AktG) auf. Der Abschluss wird bei der Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH mit Sitz in Köln

eingereicht, die ihn im Bundesanzeiger veröffentlicht. Er kann bei uns angefordert werden und steht im Internet unter www.rwe.com/ir zur Verfügung.

Bilanz der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Anlagevermögen		
Finanzanlagen	39.837	42.440
Umlaufvermögen		
Forderungen gegen verbundene Unternehmen	4.869	9.039
Übrige Forderungen und sonstige Vermögensgegenstände	863	587
Wertpapiere und flüssige Mittel	3.014	1.755
Aktive latente Steuern	2.204	2.221
Bilanzsumme Aktiva	50.787	56.042
Eigenkapital	9.533	10.058
Rückstellungen	4.280	5.037
Verbindlichkeiten gegenüber verbundenen Unternehmen	30.194	33.439
Übrige Verbindlichkeiten	6.780	7.508
Bilanzsumme Passiva	50.787	56.042

Gewinn- und Verlustrechnung der RWE AG (Kurzfassung) in Mio. €	2013	2012
Ergebnis aus Finanzanlagen	1.570	3.259
Zinsergebnis	-1.218	-1.219
Sonstige Erträge und Aufwendungen	450	-52
Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit	802	1.988
Steuern vom Einkommen und vom Ertrag	-98	-635
Jahresüberschuss	704	1.353
Gewinnvortrag	-	1
Einstellung in andere Gewinnrücklagen	-89	-125
Bilanzgewinn	615	1.229

Vermögenslage. Die RWE AG wies zum 31. Dezember 2013 eine Bilanzsumme von 50,8 Mrd. € aus. Das sind 5,3 Mrd. € weniger als im Einzelabschluss des Vorjahrs. Hauptgrund dafür ist die Auflösung einer Finanzierungsgesellschaft, durch die sich die Finanzanlagen und Verbindlichkeiten der RWE AG verringerten. Daneben haben einige Konzerngesellschaften Darlehen getilgt, die ihnen die Holding gewährt hatte. Dies erhöhte den Bestand an flüssigen Mitteln und ermöglichte zugleich den Abbau von Finanzverbindlichkeiten. Die Eigenkapitalquote lag zum Abschlussstichtag bei 18,8%, gegenüber 17,9% im Vorjahr.

Finanzlage. Die Finanzierung des Konzerns ist bei der RWE AG zentralisiert. Diese beschafft Finanzmittel bei Banken oder am Geld- und Kapitalmarkt. Bei der Begebung von Anleihen bedient sie sich meist der Tochtergesellschaft RWE Finance B.V., die Emissionen unter Garantie der RWE AG vornimmt. Eine ausführliche Darstellung der Finanzlage und der Finanzierungstätigkeit im Berichtsjahr findet sich auf Seite 75 ff.

Ertragslage. Die RWE AG erzielte ein Ergebnis aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit in Höhe von 802 Mio. €, gegenüber 1.988 Mio. € im Vorjahr. Der deutliche Rückgang ist dem Ergebnis aus Finanzanlagen zuzuordnen, das mit 1.570 Mio. € etwa halb so hoch war wie 2012. Das ergibt sich u. a. aus der Verschlechterung der Ertragslage in der konventionellen Stromerzeugung, die sich in außerplanmäßi-

gen Abschreibungen und der Bildung von Restrukturierungs- und Drohverlustrückstellungen niederschlug. Außerdem führten ausländische Tochterunternehmen niedrigere Dividenden an die RWE AG ab. Der Vorjahresabschluss enthielt zudem noch hohe Einmalerträge aus der Auflösung von Rückstellungen bei Organgesellschaften. Das Zinsergebnis der RWE AG blieb dagegen mit –1.218 Mio. € praktisch unverändert. Deutlich verbessert hat sich dagegen der Saldo aus sonstigen Erträgen und Aufwendungen, und zwar von –52 Mio. € auf 450 Mio. €. Hier kam u. a. die Auflösung von Rückstellungen zum Tragen.

Ebenso wie das Ergebnis der gewöhnlichen Geschäftstätigkeit hat sich auch der Steueraufwand deutlich verringert. Er sank um 537 Mio. € auf 98 Mio. €.

Gewinnverwendung. Aufsichtsrat und Vorstand der RWE AG werden der Hauptversammlung am 16. April 2014 für das Geschäftsjahr 2013 eine Dividende von 1 € je Aktie vorschlagen.

Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB. Der Vorstand der RWE AG hat mit Datum vom 14. Februar 2014 eine Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB abgegeben und diese auf der Internetseite von RWE unter www.rwe.com/erklaerung-zur-unternehmensfuehrung-par-289a-HGB veröffentlicht.

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

1.9 ÜBERNAHMERECHTLICHE ANGABEN

Gegenstand der folgenden Darstellung sind die Angaben nach §§ 315 Abs. 4 und 289 Abs. 4 HGB sowie nach § 176 Abs. 1 Satz 1 AktG. Diese Angaben betreffen Aspekte, die bei einem Wechsel der Kontrolle über das Unternehmen eine Rolle spielen können, und beziehen sich auf die Befugnisse des Vorstands, die Kapitalstruktur zu verändern. Sämtliche Regelungen für den Fall einer Übernahme oder Fusion stehen in Einklang mit den Standards bei deutschen kapitalmarktorientierten Unternehmen.

Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals. Das gezeichnete Kapital der RWE AG besteht aus 575.745.499 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Stammaktien und 39.000.000 auf den Inhaber lautenden nennbetragslosen Vorzugsaktien ohne Stimmrecht. Das entspricht Anteilen von 93,66 bzw. 6,34%. Die Inhaber der Vorzugsaktie haben Vorrang bei der Verteilung des Bilanzgewinns. Dieser wird gemäß Satzung in folgender Reihenfolge verwendet: 1) zur Nachzahlung etwaiger Rückstände von Gewinnanteilen auf die Vorzugsaktien aus den Vorjahren; 2) zur Zahlung eines Vorzugsgewinnanteils von 0,13 € je Vorzugsaktie; 3) zur Zahlung eines Gewinnanteils auf die Stammaktien von bis zu 0,13 € je Stammaktie; 4) zur gleichmäßigen Zahlung etwaiger weiterer Gewinnanteile auf die Stamm- und Vorzugsaktien, soweit die Hauptversammlung keine andere Verwendung beschließt. Die Zusammensetzung des gezeichneten Kapitals sowie die Ausgestaltung der Rechte und Pflichten der Aktionäre entsprechen den gesetzlichen und satzungsmäßigen Vorgaben.

Kapitalbeteiligungen von mehr als 10% der Stimmrechte. Zum 31. Dezember 2013 gab es eine einzige Beteiligung an der RWE AG, die 10% der Stimmrechte überschritt. Gehalten wurde sie von der RWEB GmbH mit Sitz in Dortmund. Die Gesellschaft hat uns gemäß § 21 Abs. 1 Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) mitgeteilt, dass ihr Stimmrechtsanteil zum 25. September 2013 bei 16,15% lag. Die Stimmrechte der RWEB GmbH sind der ebenfalls in Dortmund ansässigen RWB GmbH & Co. KG zuzurechnen.

Ernennung und Abberufung der Vorstandsmitglieder/Satzungsänderungen. Die Ernennung und Abberufung der Mitglieder des Vorstands richtet sich nach den §§ 84 f. Aktiengesetz (AktG) in Verbindung mit § 31 Mitbestimmungsgesetz (MitbestG). Satzungsänderungen richten sich nach den Bestimmungen der §§ 179 ff. AktG in Verbindung mit § 16 Abs. 6 der Satzung der RWE AG. Gemäß § 16 Abs. 6 der Satzung werden die Beschlüsse der Hauptversammlung mit einfacher Stimmenmehrheit und – soweit eine Kapitalmehrheit erforderlich ist – mit einfacher Kapitalmehrheit

gefasst, falls nicht das Gesetz oder die Satzung zwingend etwas anderes vorschreiben. Damit wurde von der gesetzlich eingeräumten Möglichkeit Gebrauch gemacht, eine andere Kapitalmehrheit für eine Satzungsänderung zu bestimmen als vom Gesetz vorgegeben. Nach § 10 Abs. 9 der Satzung ist der Aufsichtsrat ermächtigt, Satzungsänderungen zu beschließen, die nur die Fassung, d.h. die sprachliche Form, und nicht den Inhalt betreffen.

Befugnisse des Vorstands zur Begebung von Options- und Wandelanleihen. Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2009 ist der Vorstand bis zum 21. April 2014 ermächtigt, Options- oder Wandelanleihen auszugeben; der Gesamtnennwert der Anleihen ist auf 6 Mrd. € begrenzt. Das Bezugsrecht der Aktionäre kann ausgeschlossen werden, sofern die Anleihen zu einem marktgerechten Preis begeben werden. Außerdem dürfen die neuen Aktien, für die das Bezugsrecht ausgeschlossen wird, nicht mehr als 10% des Grundkapitals ausmachen, und zwar weder zum Zeitpunkt des Wirksamwerdens der Ermächtigung noch zum Zeitpunkt ihrer Ausübung. Auf die 10%-Grenze werden andere Barkapitalmaßnahmen mit Bezugsrechtsausschluss angerechnet, so auch die im Dezember 2011 vorgenommene Barkapitalerhöhung aus genehmigtem Kapital um 133.991.677,44 €. Daher ist die Ermächtigung zu Barkapitalmaßnahmen mit Bezugsrechtsausschluss bereits großenteils ausgeschöpft. Der Vorstand darf das Bezugsrecht auch ausschließen, um zu verhindern, dass die Zahl der Aktien, die sich aus dem Bezugsverhältnis errechnet, Bruchteilbeträge (Spitzenbeträge) aufweist. Außerdem kann das Bezugsrecht zugunsten der Inhaber bereits ausgegebener Wandel- oder Optionsanleihen ausgeschlossen werden. Ihnen können Bezugsrechte in dem Umfang eingeräumt werden, wie sie ihnen nach Wandlung oder Optionsausübung als Aktionär zustehen würden. Für die Bedienung der Wandlungs- und Optionsrechte steht gemäß § 4 Abs. 3a und 3b der Satzung ein bedingtes Kapital in Höhe von 143.975.680 € zur Verfügung, das sich aus 56.240.500 auf den Inhaber lautenden Stammaktien zusammensetzt.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Fremdfinanzierung. Unsere Instrumente zur Fremdfinanzierung enthalten vielfach Klauseln, die sich auf den Fall eines Wechsels der Unternehmenskontrolle (Change of Control) beziehen. Das trifft u.a. auf unsere Anleihen zu. Handelt es sich um nicht nachrangige Papiere, gilt folgende Regelung: Im Falle eines Kontrollwechsels in Verbindung mit einer Absenkung des Kreditratings der RWE AG unter die Kategorie „Investment Grade“ können die Gläubiger die sofortige Rückzahlung verlangen. Bei ihren nachrangigen Hybridanleihen hat die RWE AG das Recht zur Kündigung innerhalb des festgelegten Kontrollwechselzeitraums. Falls die Hybridanleihen nicht abgelöst werden und zugleich das Kreditrating von RWE innerhalb des Kontrollwechselzeitraums unter die Kategorie „Investment Grade“ fällt, erhöht sich die für die Hybridanleihen zu gewährende jährliche Vergütung um 500 Basispunkte. Auch die syndizierte Kreditlinie der RWE AG über 4 Mrd. € enthält eine Change-of-Control-Klausel, die im Wesentlichen folgenden Inhalt hat: Im Fall einer Änderung der Kontroll- oder Mehrheitsverhältnisse bei RWE sind weitere Inanspruchnahmen vorerst ausgesetzt. Die Kreditgeber treten mit uns in Verhandlung über eine Fortführung der Kreditlinie. Sie können diese kündigen, falls wir mit der Mehrheit von ihnen innerhalb von 30 Tagen nach dem Kontrollwechsel keine Einigung erzielen. Eine ähnliche Regelung gilt für ein Darlehen über 645 Mio. €, das uns die Europäische Investitionsbank (EIB) im Oktober 2011 gewährt hat, und für ein im September 2013 zugesagtes EIB-Darlehen über 350 Mio. £, das wir noch nicht in Anspruch genommen haben. In beiden Verträgen mit der EIB ist festgelegt, dass innerhalb einer 30-Tage-Frist über die Fortführung des jeweiligen Darlehens verhandelt wird. Verlaufen die Gespräche ergebnislos, kann die EIB die Darlehen kündigen.

Auswirkungen eines Wechsels der Unternehmenskontrolle auf die Vergütung von Vorstand und Führungskräften. Die Mitglieder des Vorstands der RWE AG haben im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle ein Sonderkündigungsrecht. Bei Ausübung dieses Rechts erhalten sie eine Einmalzahlung zur Abgeltung der vereinbarten Vertragsdauer, die mindestens zwei und maximal drei Jahresgesamtvergütungen entspricht. Dies steht in Einklang mit den seit 2008 geltenden Vorgaben des Deutschen Corporate Governance Kodex.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle werden außerdem zurückbehaltene Tantiemen des Vorstands vorzeitig bewertet und ggf. ausgezahlt. Hierzu wird der durchschnittliche Bonus-Malus-Faktor der vorangegangenen drei Jahre herangezogen. Von ihm hängt ab, ob und in welcher Höhe zurückbehaltene Tantiemen ausgezahlt werden.

Der RWE Performance Share Plan 2010 (Beat 2010) für Vorstand und Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen sieht im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle für alle Inhaber von Performance Shares eine Entschädigungszahlung vor. Deren Höhe entspricht dem Produkt aus dem im Rahmen der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preis und der endgültigen Anzahl der Performance Shares, die nach den jeweiligen Planbedingungen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt wird.

Der geplante Mid-Term Incentive Plan (MTIP) für Vorstand und Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen, der eine erfolgsabhängige Vergütung nach Maßgabe des bis zum 31. Dezember 2016 erreichten Verschuldungsfaktors des RWE-Konzerns vorsieht (siehe Seite 124), kann im Falle eines Wechsels der Unternehmenskontrolle vor Ablauf der Planlaufzeit für die Teilnehmer ebenfalls zu einer Entschädigungszahlung führen. Deren Höhe soll sich an dem zum Zeitpunkt des Kontrollwechsels prognostizierten Verschuldungsfaktor zum 31. Dezember 2016 orientieren. Die genauen Vertragsbedingungen standen bei Redaktionsschluss für diesen Bericht noch nicht fest.

Ausführliche Informationen zur Vergütung von Vorstand und Führungskräften finden Sie in diesem Bericht auf Seite 114 ff.

75 Finanz- und Vermögenslage
81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83 Übernahmerechtliche Angaben
85 Innovation
88 Entwicklung der Risiken und Chancen
100 Prognosebericht

1.10 INNOVATION

Wie bleibt das Stromnetz trotz schwankender Einspeisungen von Wind- und Solarstrom stabil? Wo gibt es in Wohnhäusern noch Möglichkeiten, Energie zu sparen? Wie kann aus dem Treibhausgas Kohlendioxid ein wertvoller Rohstoff gemacht werden? Das sind Fragen, auf die wir Antworten geben – dank unserer Forschungs- und Entwicklungsarbeit. Dabei geht es nicht nur um die Entwicklung neuer Technologien, sondern auch um die Verbesserung bestehender Verfahren. Viele unserer über 200 Projekte dienen vor allem einem Ziel: dem Gelingen der Energiewende in unserem Heimatmarkt Deutschland.

Forschung und Entwicklung für eine sichere und umweltschonende Energieversorgung. Unsere Forschung und Entwicklung (F&E) zielt darauf ab, Lösungen für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung zu entwickeln und dadurch unsere Wettbewerbsfähigkeit dauerhaft zu sichern. Dabei setzen wir bei allen Stufen der Wertschöpfungskette im Energiesektor an, angefangen bei der Gewinnung der Rohstoffe über die Stromerzeugung, den Netzbetrieb und die Speicherung bis hin zur Energienutzung. Bei der Mehrzahl unserer Aktivitäten arbeiten wir mit externen Partnern aus Anlagenbau, chemischer Industrie oder Forschungseinrichtungen zusammen. Deshalb übersteigt das finanzielle Volumen unserer Projekte den uns selbst zuzurechnenden F&E-Aufwand deutlich. Letzterer belief sich 2013 auf 151 Mio. € (Vorjahr: 150 Mio. €). Von unseren Mitarbeitern waren rund 430 ausschließlich oder teilweise mit F&E-Aufgaben befasst. Rund 200 F&E-Projekte mit einer durchschnittlichen Laufzeit von vier Jahren standen 2013 auf unserer Agenda. Sie alle darzustellen, sprengt den Rahmen dieses Berichts. Wir beschränken uns daher auf eine kleine Auswahl wichtiger Projekte und verweisen darüber hinaus auf unsere Ausführungen unter www.rwe.com/innovation.

Klein, aber wirkungsvoll: Die Netzsteuerbox „Smart Operator“. In der Energiewelt von gestern waren es fast ausschließlich Großkraftwerke, die Strom produzierten, während sich die Rolle der Haushalte auf die des Verbrauchers beschränkte. Inzwischen erzeugen immer mehr Haushalte ihren Strom selbst und speisen überschüssige Mengen ins Netz ein. Besonders für die Betreiber von Mittel- und Niederspannungsnetzen bedeutet das jedoch zusätzlichen Koordinationsaufwand. Damit das Netz nicht aus der Balance gerät, müssen mithilfe neuer Technologien „intelligente“ Ausgleichsmechanismen geschaffen werden. Gleich mehrere Projekte von RWE befassen sich mit dieser Thematik. Bei einem dieser Vorhaben werden rund 250 Haushalte aus Gemeinden in Rheinland-Pfalz und Bayern für zwei Jahre an

ein hochmodernes Niederspannungsnetz angeschlossen. Für „Intelligenz“ sorgt eine Steuerbox, die kleiner ist als ein Schuhkarton: der sogenannte Smart Operator. Gespickt mit hochleistungsfähiger Elektronik erfasst er nicht nur den aktuellen Netzzustand, sondern kann auch selbstständig den Stromfluss optimieren, etwa durch die automatische Steuerung des Betriebs von Haushaltsgeräten, Wärmepumpen und Strom- bzw. Warmwasserspeichern. Partner dieses Vorhabens sind die RWTH Aachen, der Software-Entwickler PSI AG und mehrere Unternehmen aus dem Maschinenbau. Im vergangenen Jahr konnten bereits nahezu alle teilnehmenden Haushalte mit der erforderlichen Kommunikations- und Steuerungstechnik ausgestattet werden. Im nächsten Schritt wird nun der Einsatz des Smart Operators getestet. Zudem wollen wir weitere steuerbare Geräte wie Batteriespeicher und Wärmepumpen installieren, um ihren Beitrag zur Stabilisierung des Netzzustands zu messen.

Mülheimer Feldversuch zum intelligenten Energieeinsatz erfolgreich abgeschlossen. Strom ist für uns selbstverständlich, und über seinen Verbrauch machen wir uns kaum Gedanken. Diese Mentalität dürfte sich in Zukunft grundlegend ändern: Aus passiven Nachfragern werden dann aktive Mitspieler im Energiemarkt. Für 700 Haushalte in Mülheim an der Ruhr hat die Zukunft bereits begonnen: Sie nahmen an einem Feldtest der RWE Deutschland AG zur Nutzung innovativer Energiedienstleistungen teil, den wir im März 2013 abschließen konnten. Die Haushalte wurden in die Lage versetzt, die aktuelle Preisentwicklung am Strommarkt und den eigenen Verbrauch am PC zu verfolgen und so Möglichkeiten für einen kostengünstigeren Energieeinsatz zu erkennen. Einige Teilnehmer erhielten außerdem intelligente Haushaltsgeräte: Die Waschmaschinen, Trockner oder Spülmaschinen starten ihr voreingestelltes Programm automatisch dann, wenn Strom besonders preisgünstig ist. Der Feldtest hat nicht nur gezeigt, dass all dies technisch machbar ist; er hat auch die Erkenntnis gebracht, dass Kunden ihr Verbrauchsverhalten ändern, wenn zeitvariable Tarife einen Anreiz dazu bieten.

Solarstromspeicher von RWE: Lösung für die Energiewende daheim. Wer eine Photovoltaikanlage betreibt, kennt das Problem: Der meiste Strom wird dann erzeugt, wenn der Eigenverbrauch am geringsten ist – nämlich tagsüber, wenn man nicht zuhause ist. Der Solarstrom fließt dann größtenteils ins öffentliche Netz, was durch die sinkende Einspeisevergütung langfristig immer unattraktiver wird. Abends und nachts muss dagegen Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, weil die Solaranlage als Stromquelle ausfällt. Um hier Abhilfe zu schaffen, haben wir im Frühjahr 2013 mit „RWE HomePower solar“ ein innovatives System zur dezentralen Speicherung von Solarstrom auf den Markt gebracht. Die Nutzer dieses Systems können ihre Solaranlage damit in viel größerem Umfang zur Deckung des Eigenverbrauchs nutzen. Das schont nicht nur den Geldbeutel unserer Kunden. Ein weiterer Vorteil ist, dass das Netz stabilisiert wird, wenn die schwankenden Solarstromeinspeisungen abnehmen.

Einblick in die Zukunft des Wohnens. Am 18. Juli 2013 haben wir das „RWE Zukunftshaus“ in Bottrop eingeweiht. Das Haus entstand im Zuge der Aktion „Innovation-City Ruhr – Modellstadt Bottrop“. Mit einer Vielzahl von Einzelprojekten soll diese Initiative Möglichkeiten einer Stadtentwicklung aufzeigen, die Ziele wie Klimaschutz und Sicherung des Industriestandorts miteinander in Einklang bringt. Beim RWE Zukunftshaus handelt es sich um ein umgebautes Einfamilienhaus aus den 1960er-Jahren: Wir demonstrieren damit, dass es durch den Einsatz neuer Technologien in Verbindung mit bestehenden Produkten wie „RWE SmartHome“ möglich ist, in einem Wohngebäude mehr Energie zu erzeugen, als benötigt wird. Das haben wir vor allem dadurch erreicht, dass wir den Energieverbrauch um 90% gesenkt haben. Wir nutzen das Haus nun u. a. dazu, die Praxistauglichkeit der dort verwirklichten Lösungen zu testen.

Ein Stück Energiewende in Ungarn. Die dezentrale Eigenversorgung mit Energie ist auch Gegenstand eines Projekts in Ungarn: Dort haben wir am 2. Oktober 2013 gemeinsam mit dem ungarischen Staatspräsidenten Dr. János Áder einen Energiepark eingeweiht, der ein Reittherapie- und Unterrichtszentrum in Fót mit Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien versorgt. Basis dafür ist der kombinierte Einsatz von Solar-, Wind- und Mikro-Wasserkraftwerken, eines Batteriespeichers, einer Wärmepumpe und eines Energiemanagementsystems. Das Projekt wurde in Kooperation mit dem internationalen Kinderhilfsdienst sowie Partnern aus Wirtschaft und Wissenschaft umgesetzt.

RWE baut unterirdische Kabelstrecke auf Basis moderner Supraleiter-Technologie. In Essen, dem Sitz der RWE AG, verlegen wir derzeit die weltweit längste unterirdische Kabelstrecke auf der Grundlage moderner Supraleiter-Technologie. Erster Spatenstich war Anfang April 2013. Wir verwenden Materialien, die Strom bei sehr niedrigen Temperaturen von etwa -200 Grad Celsius nahezu verlustfrei transportieren können. Das ermöglicht uns, hohe elektrische Leistung bei geringerer Spannung zu übertragen – und spart Platz. Vorteil für die Kommune: Wertvolle Grundstücke im innerstädtischen Bereich, die ansonsten für den Netzbetrieb benötigt würden, können anderweitig genutzt werden. Das Projekt mit dem Namen „AmpaCity“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Unsere Partner sind der Kabelhersteller Nexans Deutschland und das Karlsruher Institut für Technologien (KIT). Nachdem erste Tests Ende 2013 positiv verlaufen sind, planen wir, die Kabelstrecke 2014 in Betrieb zu nehmen.

Klimaschutz weiterhin Schwerpunkt – Fortschritte bei der CO₂-Wäsche. In den vergangenen Jahrzehnten haben wir mit Erfolg daran gearbeitet, unseren Kraftwerkspark durch Einsatz neuer Technologien und Verfahren effizienter zu machen. Effizienter heißt, dass die gleiche Menge Strom mit weniger Brennstoff erzeugt und damit – im Falle fossiler Brennstoffe – zugleich weniger Kohlendioxid (CO₂) freigesetzt wird. Allerdings ist die Kohleverstromung trotz solcher Effizienzfortschritte noch immer mit hohen Emissionen verbunden. Seit einigen Jahren arbeiten wir daher an Lösungen, die verhindern, dass das CO₂ in die Atmosphäre gelangt. Dazu muss das Gas isoliert und aufgefangen werden – so wie es bei Schwefeldioxid (SO₂) bereits seit Jahrzehnten erfolgreich praktiziert wird.

Ein vielversprechender Ansatz ist die sogenannte CO₂-Wäsche. Dabei wird der Großteil des Kohlendioxids an eine chemische Lösung gebunden und aus dem Rauchgas entfernt. Dieses Verfahren wollen wir insbesondere für unsere Braunkohleverstromung nutzbar machen. Seit 2009 testen wir es mit einer Pilotanlage am Kraftwerk in Niederaußem bei Köln. Unsere Partner dabei sind BASF und Linde. In einer ersten Projektphase konnten wir die CO₂-Abtrennung mithilfe neu entwickelter „Waschmittel“ bereits erheblich effizienter gestalten. Weitere Fortschritte sind dadurch möglich, dass wir das Rauchgas noch stärker von Schadstoffen wie SO₂ reinigen, bevor wir das CO₂ auswaschen. In Kooperation mit der Firma ANDRITZ Energy & Environment haben wir eine hochleistungsfähige Rauchgas-Entschwefelungsanlage entwickelt, die ebenfalls in Niederaußem zum Einsatz kommt.

75 Finanz- und Vermögenslage
81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83 Übernahmerechtliche Angaben
85 Innovation
88 Entwicklung der Risiken und Chancen
100 Prognosebericht

Sie wird derzeit gemeinsam mit einer Pilotanlage zur CO₂-Abtrennung im Dauerbetrieb getestet. Dank des kombinierten Einsatzes beider Anlagen braucht das Rauchgas vor der CO₂-Wäsche nur einmal gereinigt zu werden, nämlich im Zuge der Rauchgas-Entschwefelung. Mehr als ein Nebeneffekt dabei ist, dass – verglichen mit herkömmlichen Verfahren – noch mehr SO₂ und Staub herausgefiltert wird.

CO₂ – vom Treibhausgas zum wertvollen Rohstoff. Mit der Abtrennung des Kohlendioxids ist nur der erste Schritt getan. Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass das Gas dauerhaft von der Atmosphäre ferngehalten wird. Eine Möglichkeit ist die Speicherung, etwa in Gesteinsformationen tief unter der Erdoberfläche. Doch insbesondere in Deutschland hat sich gezeigt, dass dafür die Akzeptanz fehlt. Daher gehen wir noch einen Schritt weiter: Wir erforschen, wie man in Zeiten knapper werdender Ressourcen aus einem Treibhausgas einen wertvollen Rohstoff machen kann. Diesem Themenkomplex widmeten sich 2013 gleich drei Projekte, bei denen das in Niederaußem abgetrennte CO₂ verwendet wurde.

Beim ersten Vorhaben mit der Bezeichnung „Dream Production“ sind wir gemeinsam mit Bayer und der RWTH Aachen der Frage nachgegangen, ob und wie sich aus dem von uns gewonnenen CO₂ hochwertige Kunststoffe herstellen lassen. Dream Production hat gezeigt: Das aus dem Rauchgas des Kraftwerks in Niederaußem abgetrennte CO₂ erreicht einen so hohen Reinheitsgrad, dass es zu diesem Zweck eingesetzt werden kann.

Dass es deshalb auch für die Gewinnung eines Synthesegases aus CO₂ und Wasserstoff geeignet ist, konnten wir mit unserem zweiten Projekt „CO₂RRECT“ nachweisen. Dieses Synthesegas kann von der chemischen Industrie in vielfältiger Weise als Grundstoff verwendet werden. CO₂RRECT haben wir gemeinsam mit Siemens, Bayer sowie mehreren Hochschulen und Forschungseinrichtungen verwirklicht. Das Besondere daran ist, dass der benötigte Wasserstoff per Elektrolyse hergestellt wird und damit seine Produktion flexibel an der Verfügbarkeit von Strom aus erneuerbaren Energien ausgerichtet werden kann. Beide Projekte – Dream Production und CO₂RRECT – haben wir 2013 abgeschlossen.

Bei unserem dritten Projekt mit dem Namen „Power-to-Gas“ nutzen wir CO₂ und Wasserstoff zur Gewinnung von Methan, dem Hauptbestandteil von Erdgas. Damit beide Stoffe überhaupt miteinander reagieren und sich zu Methan verbinden können, müssen spezielle Katalysatoren eingesetzt werden. Durch das Projekt konnten wir belegen, dass zur Methanproduktion aus CO₂ von Braunkohlekraftwerken auch Katalysatoren eingesetzt werden können, die bereits am Markt erhältlich sind. Langzeittests sollen nun zeigen, ob sich solche Katalysatoren auch im Dauerbetrieb bewähren.

Weniger Kosten – weniger Lärm: Neue Wege bei der Installation von Offshore-Windanlagen. Zu den Anliegen, die wir mit unseren F&E-Aktivitäten unterstützen wollen, gehört auch der kostengünstige und umweltverträgliche Ausbau der erneuerbaren Energien. Unser besonderes Augenmerk gilt dabei der Errichtung von Windparks im Meer. Seit Juli 2010 beteiligen wir uns an der Initiative „Offshore-Wind-Accelerator“ (OWA). Der britische Carbon Trust bündelt darin die Kompetenzen von neun führenden Energieunternehmen. Im Rahmen des OWA verfolgen wir mehrere Projekte. Unser jüngstes Vorhaben, das wir 2013 gestartet haben, zielt darauf ab, Windkraftanlagen mit geringerem Aufwand auf dem Meeresboden zu verankern. Weit verbreitet ist hierbei die Verwendung von Fundamenten, die aus Stahlrohren bestehen (sogenannte Monopile-Konstruktionen). Diese werden üblicherweise unter Einsatz schwerer Rammgeräte in den Meeresboden getrieben. Im Projekt „Vibro“ testen wir ein Alternativverfahren, das diesen Prozess durch Vibrationen unterstützt und kostengünstiger macht. Außerdem verringert es den Unterwasserlärm, der das empfindliche Gehör von Delphinen und Schweinswalen erheblich beeinträchtigen kann.

RWE für Innovationsfähigkeit ausgezeichnet. Im aktuellen Innovationsindex der European School of Management and Technology (ESMT) belegt RWE den dritten Platz unter den 16 größten europäischen Energieversorgern. Das gab die ESMT im Februar 2014 bekannt. Der Index misst die Innovationsfähigkeit von Unternehmen. Unsere gute Platzierung verdanken wir vor allem unserem breiten F&E-Spektrum: Mit unseren Projekten decken wir alle Forschungsfelder ab, die von der ESMT als wichtig eingestuft wurden. Hervorgehoben wurden insbesondere unsere Aktivitäten auf den Gebieten intelligente Stromnetze, Elektromobilität und Energiedienstleistungen. Die Juroren honorierten auch unsere zahlreichen Patentanmeldungen.

1.11 ENTWICKLUNG DER RISIKEN UND CHANCEN

Die vergangenen Jahre haben gezeigt, wie schnell sich die Rahmenbedingungen im Energiesektor ändern können. Politische Eingriffe beeinträchtigen die Planbarkeit von Geschäftsmodellen und Investitionen. Auch Veränderungen der Großhandelspreise für Strom und Brennstoffe können unsere Ertragslage stark beeinflussen. Ein professionelles Risikomanagement ist daher auch für Versorger wie RWE unerlässlich. „Professionell“ heißt, dass wir Risiken systematisch erfassen, bewerten und steuern. Es heißt aber auch, dass wir Chancen erkennen – und nutzen.

Organisation des Risikomanagements im RWE-Konzern.

Die Gesamtverantwortung für das konzernübergreifende Risikomanagementsystem trägt der Vorstand der RWE AG. Er legt Regeln und Mindeststandards fest und definiert Obergrenzen für die aggregierten Markt- und Kreditrisiken. Zudem entscheidet er über Einzeltransaktionen, die erhebliche Risiken mit sich bringen können.

Für die Überwachung und Weiterentwicklung des Risikomanagementsystems ist unser Risikomanagement-Ausschuss zuständig. Er besteht aus den Leitern folgender Bereiche der RWE AG mit konzernweiter Zuständigkeit: Commodity Management (bis Ende 2013), Controlling, Finanzen, Personal- und Führungskräfteamanagement, Rechnungswesen & Steuern, Recht & Compliance, Revision sowie Unternehmensentwicklung & Strategie. Seit kurzem gehört dem Ausschuss auch ein Vertreter des Bereichs Group Risk an, den wir zum 1. Januar 2014 gegründet haben. Den Vorsitz hat der Leiter des Bereichs Konzerncontrolling aus dem Finanzressort.

Unterhalb des Risikomanagement-Ausschusses sind der Bereich Konzerncontrolling und – ab 2014 – auch der neue Bereich Group Risk für die Kontrolle, Steuerung und Koordination des Risikomanagementsystems verantwortlich. Sie berichten dem Ausschuss und dem Vorstand der RWE AG regelmäßig über die Risikolage des Konzerns.

Darüber hinaus sind eine Reihe weiterer Organisationseinheiten mit zentralen Risikomanagement-Aufgaben betraut. Absicherungsstrategien für Commodities, die von allgemeinen Vorgaben abweichen, werden von einem Commodity-

Management-Komitee genehmigt. Den Rahmen dafür gibt der Gesamtvorstand vor. Im Berichtsjahr gehörten dem Komitee folgende Personen an: Der Vorstand Kommerzielle Steuerung, der Finanzvorstand, der Leiter Commodity Management, der Leiter Konzerncontrolling sowie Vertreter der Geschäftsführung von RWE Supply & Trading. Künftig werden dort nur der Leiter Group Risk und die Geschäftsführung von RWE Supply & Trading vertreten sein.

Überwacht werden die Commodity-Risiken vom Finanzvorstand der RWE AG. Dabei unterstützen ihn die Finanzvorstände und die für den Finanzbereich zuständigen Geschäftsführer unserer wichtigsten Konzerngesellschaften.

Bis einschließlich 2013 war die im Konzerncontrolling angesiedelte Abteilung Group Risk Controlling dafür zuständig, konzernweite Vorgaben für die Risikomessung zu erarbeiten, die Commodity-Risiken zu beobachten und dem Vorstand der RWE AG darüber zu berichten. Um die Steuerung von Kreditrisiken des RWE-Konzerns kümmerte sich die Abteilung Group Credit Risk, die ebenfalls im Bereich Konzerncontrolling angesiedelt war. Ab 2014 sind auch diese Aufgaben im neuen Bereich Group Risk angesiedelt. Mit dem Vieraugenprinzip stellen wir sicher, dass die zentralen Risiken eng überwacht und Richtlinien konzernweit einheitlich umgesetzt werden.

Finanzwirtschaftliche Risiken werden auf Ebene der RWE AG von der Organisationseinheit Finanzcontrolling überwacht. Zu den Aufgaben dieser Einheit, die zum Bereich Finanzen Konzern gehört, zählt auch die Berichterstattung über Währungs-, Zins- und Liquiditätsrisiken.

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

Über die strategischen Leitlinien für das Management unserer Finanzanlagen (einschließlich der Mittel des RWE Pensionsfonds e.V. und der RWE Pensionsfonds AG) bestimmt das Asset-Management-Komitee der RWE AG. Es wählt Ertragschancen und -risiken gegeneinander ab, wählt geeignete Anlagekategorien aus (Anleihen, Aktien etc.) und entscheidet darüber, wie die Mittel auf diese verteilt werden. Mitglieder des Asset-Management-Komitees sind der Finanzvorstand der RWE AG, der Leiter Finanzen Konzern sowie die Finanzvorstände der Konzerngesellschaften RWE Dea, RWE Power, RWE npower, enviaM, Süwag Energie und Lechwerke.

Für die Überwachung von Risiken aus der Finanzberichterstattung ist der Bereich Rechnungswesen & Steuern Konzern (bis Ende 2013: Rechnungswesen Konzern) der RWE AG zuständig. Er ist ebenfalls dem Finanzvorstand unterstellt und bedient sich eines rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsysteams, das wir auf Seite 98 f. darstellen.

Die Abteilung Compliance Konzern, die dem Bereich Recht & Compliance Konzern zugeordnet ist, wacht darüber, dass der RWE-Verhaltenskodex eingehalten wird. Ihr besonderes Augenmerk gilt der Vermeidung von Korruptionsrisiken. Sie berichtet an den Vorstandsvorsitzenden der RWE AG oder – sollten Mitglieder des Vorstands betroffen sein – direkt an den Vorsitzenden des Aufsichtsrats und an den Vorsitzenden des Prüfungsausschusses des Aufsichtsrats.

Unter fachlicher Führung der genannten Bereiche sorgen unsere Konzerngesellschaften dafür, dass die Risikomanagement-Richtlinien konzernweit umgesetzt werden.

Die Organisation des Risikomanagements 2013



Risikomanagement als kontinuierlicher Prozess.

Das Risikomanagement ist als kontinuierlicher Vorgang in unsere betrieblichen Abläufe integriert. Risiken und Chancen – definiert als negative bzw. positive Abweichungen von Planwerten – werden frühzeitig erkannt und klassifiziert. Wir bewerten Risiken anhand ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und der möglichen Schadenshöhe und fassen sie auf Ebene der Konzerngesellschaften bzw. des Konzerns zusammen. Unsere Analyse erstreckt sich auf den Dreijahreszeitraum unserer Mittelfristplanung. Sie kann bei wesentlichen strategischen Risiken auch darüber hinausreichen. Haben mehrere Risiken die gleiche Ursache, werden sie zu einer Position zusammengefasst. Die mögliche Schadenshöhe stellen wir dem betrieblichen Ergebnis und dem Eigenkapital der jeweiligen Unternehmenseinheit und des Konzerns gegenüber.

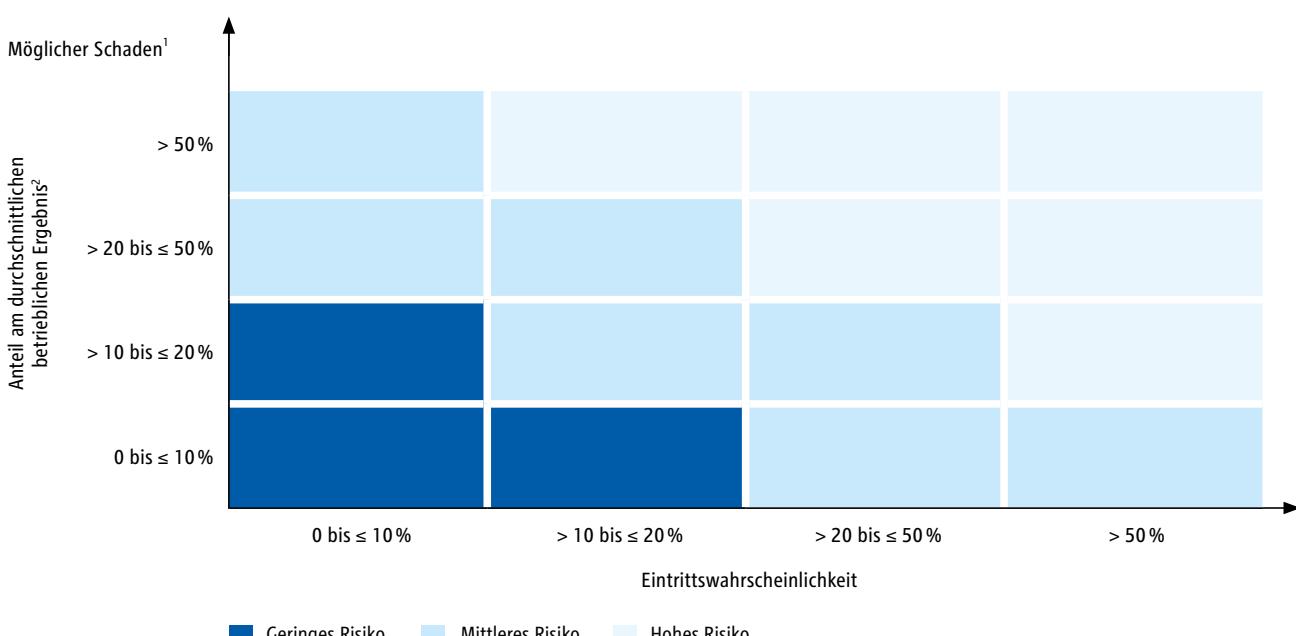
Unsere Ergebnisrisiken analysieren wir mithilfe einer Matrix: Wir erfassen sie darin mit ihrer jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeit und der potenziellen Nettoschadenshöhe. So können wir ableiten, ob und in welchem Umfang Handlungsbedarf besteht. Dabei unterscheiden wir drei Risikoklassen: geringe, mittlere und hohe Risiken. Sämtliche Risiken werden laufend überwacht. Mittlere und hohe Risiken begrenzen wir

durch operative Maßnahmen. Neben den in der Matrix erfassten Ergebnisrisiken sind auch Verschuldungs- und Liquiditätsrisiken Gegenstand unseres Risikomanagements. Diese werden auf Seite 98 erläutert.

Unsere Führungs- und Aufsichtsgremien lassen sich mehrmals im Jahr über Risiken und Chancen informieren. Dem geht stets eine konzernweite Bottom-up-Analyse voraus. Für Unternehmen, die wir nach der Equity-Methode bilanzieren, gelten eingeschränkte Berichtspflichten. Ihre Risiken erfassen wir mindestens einmal pro Jahr im Rahmen der Mittelfristplanung. Über unvorhergesehene wesentliche Veränderungen der Risikosituation wird der Vorstand der RWE AG unverzüglich in Kenntnis gesetzt.

Unsere Konzernrevision begutachtet regelmäßig die Qualität und Funktionsfähigkeit des Risikomanagementsystems, zuletzt im Zeitraum Dezember 2013/Januar 2014. Sie ist funktional an den Gesamtvorstand angebunden und untersteht disziplinarisch dem Finanzvorstand. Unsere Konzernrevision ist zertifiziert nach dem vom Deutschen Institut für Interne Revision e.V. empfohlenen Standard „Qualitätsmanagement in der Internen Revision“.

RWE-Risikomatrix



¹ Bezogen auf das Jahr, in dem die maximale Schadenshöhe eintreten könnte

² Abgeleitet aus der Mittelfristplanung für die Jahre 2014 bis 2016

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

Gesamtbeurteilung der Risiko- und Chancensituation

durch die Unternehmensleitung. Die Entwicklung unseres Geschäfts ist in starkem Maße von energiepolitischen Weichenstellungen geprägt. Beispielsweise hat die Subventionierung der erneuerbaren Energien in Deutschland zu einem rasanten Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen geführt. Dadurch sind die Stromgroßhandelspreise unter massiven Druck geraten und konventionelle Kraftwerke aus dem Markt gedrängt worden, auch in Nachbarmärkten wie den Niederlanden. Rückläufige Margen, insbesondere von Gas-kraftwerken, haben bereits hohe Wertberichtigungen erforderlich gemacht. Sollten sich die Marktbedingungen weiter verschlechtern, besteht das Risiko, dass wir zusätzliche Abschreibungen vornehmen müssen.

Viel hängt nun vom künftigen energiepolitischen Kurs in Deutschland und den Vorgaben aus Brüssel ab. Wie auf Seite 44 f. dargestellt, entwickelt die EU verbindliche Leitlinien für Reformen im Energiesektor, die derzeit in vielen Staaten auf der Agenda stehen. Solche strukturellen Reformen bergen auch Chancen. Beispielsweise könnte die Einführung von technologieoffenen Kapazitätsmärkten den wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke und damit die Zuverlässigkeit der Stromversorgung sichern. Bestrebungen, die Förderung der erneuerbaren Energien marktorientierter zu gestalten, kämen uns ebenfalls zugute, sofern nachteilige Wettbewerbsverzerrungen dadurch verringert werden.

Neben Eingriffen in den regulatorischen Rahmen können auch marktgetriebene Veränderungen erhebliche Auswirkungen auf unsere Ertragslage haben. So ist der Rückgang der Stromnotierungen in Deutschland auch auf einen Einbruch der Steinkohlepreise zurückzuführen, denn die Grenzkosten von Steinkohlekraftwerken haben großen Einfluss auf die Preisbildung am Strommarkt. Im konkreten Fall besteht

das Risiko, dass die Baisse am Steinkohlemarkt anhält, aber auch die Chance, dass die Notierungen wieder anziehen. Ungünstige Preisentwicklungen haben auch zu erheblichen Belastungen in der Gasbeschaffung geführt. Durch ein erfolgreiches Schiedsverfahren mit Gazprom und Revisionsverhandlungen mit weiteren Lieferanten konnten wir die entstandenen Verluste allerdings teilweise ausgleichen und das Risiko weiterer Belastungen deutlich verringern (siehe Seite 93). Auch makroökonomische Entwicklungen können den Energiesektor und die Ertragslage von RWE massiv beeinflussen. Sollte etwa die Staatsschuldenkrise im Euroraum eskalieren, könnte dies zu einem deutlichen Rückgang der Strom- und Gasnachfrage in unseren Märkten führen. Falls die derzeit schwache Konjunktur jedoch wieder Fahrt aufnimmt, ergeben sich daraus Chancen für uns.

Vor dem Hintergrund der schwierigen Rahmenbedingungen im Energiesektor und der bestehenden Risiken haben wir umfangreiche Maßnahmen ergreifen, um die Ertrags- und Finanzkraft von RWE zu stärken. Mit unserem laufenden Effizienzsteigerungsprogramm wollen wir hohe, dauerhafte Ergebnissebeiträge erzielen. Wie auf Seite 72 dargestellt, können wir auf diesem Gebiet bereits große Erfolge vorweisen. Außerdem stabilisieren wir unsere Finanzkraft durch Desinvestitionen und Investitionskürzungen. Auch hier sind wir bereits gut vorangekommen. Es besteht die Chance, dass unsere Maßnahmen wirksamer sind, als wir derzeit annehmen. Beispielsweise könnten Effizienzverbesserungen über den aktuellen Planwerten liegen. Ebenso besteht aber auch die Gefahr, dass wir unsere Ziele verfehlten, etwa weil sich notwendige Restrukturierungen nicht im erwarteten Umfang durchsetzen lassen.

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

Ergebnisrisiken von RWE	Einstufung des höchsten Einzelrisikos
Marktrisiken	
Risiken aus Commodity-Preisschwankungen	mittel
Risiken aus einer Revision der Preiskonditionen des Gasbezugsvertrags mit Gazprom	mittel
Umfeldrisiken	
Regulatorische und politische Risiken	mittel
CO ₂ -Emissionen	gering
Sonstige Rechts- und Schiedsverfahren	gering
Operative Risiken	
Kontinuität des Geschäftsbetriebs/ Unternehmensstrategische Risiken	mittel
Informationstechnologie	gering
Personal	gering
Finanzmarkt- und Kreditrisiken	
Finanzwirtschaftliche Risiken	gering
Bonität von Geschäftspartnern	gering
Sonstige Risiken	
	gering

Stand: 31. Dezember 2013

Ergebnisrisiken von RWE. Wie die Übersicht oben zeigt, lassen sich unsere wesentlichen ergebnisbezogenen Risiken in fünf Kategorien einteilen. Dargestellt ist auch, wie wir sie der Höhe nach klassifizieren. Marktpreisbezogenen, regulatorischen und in Teilen auch operativen Risiken messen wir derzeit die größte Bedeutung zu. Im Folgenden erläutern wir die oben aufgeführten Risiken, aber auch die Chancen, die damit einhergehen. Außerdem zeigen wir auf, mit welchen Maßnahmen wir die Gefahr negativer Entwicklungen begrenzen.

Marktrisiken:

- **Risiken und Chancen aus Commodity-Preisschwankungen.** Die Preisentwicklung an den Commodity-Märkten hat großen Einfluss auf unser Ergebnis, insbesondere in der Stromerzeugung. Beispielsweise können weiter fallende Stromnotierungen zu rückläufigen Margen führen und die Werthaltigkeit unserer Kraftwerke mindern. In den beiden vergangenen Geschäftsjahren mussten wir wegen gesunkenner Margen in der Stromerzeugung bereits hohe außерplanmäßige Abschreibungen vornehmen. Das Wertberich-

tigungsrisiko ist dadurch geringer geworden. Zudem sehen wir die Chance, dass sich die Stromgroßhandelspreise und Erzeugungsmargen wieder in eine für RWE vorteilhafte Richtung entwickeln. Unsere Preisrisiken auf den Beschaffungs- und Absatzmärkten bewerten wir unter Berücksichtigung aktueller Terminpreise und erwarteter Volatilitäten. Die Commodity-Preisrisiken der Erzeugungs- und Vertriebsgesellschaften werden über Absicherungsvorgaben der RWE AG gesteuert. Für unsere Kraftwerke begrenzen wir solche Risiken dadurch, dass wir unseren Strom größtenteils frühzeitig über Terminkontrakte verkaufen und zugleich die für die Erzeugung benötigten Brennstoffe und CO₂-Emissionsrechte preislich absichern. Auch im Upstream-Geschäft von RWE Dea und im Gas-Midstream-Geschäft von RWE Supply & Trading nutzen wir Terminmärkte, um Preisrisiken einzudämmen.

Beim Management von Commodity-Preisrisiken übernimmt RWE Supply & Trading eine zentrale Rolle. In dieser Gesellschaft bringen wir unser Know-how rund um Commodity-Geschäfte zusammen und bündeln gleichzeitig die damit verbundenen Risiken. RWE Supply & Trading ist die Schnittstelle des RWE-Konzerns zu den weltweiten Großhandelsmärkten für Strom und Energierohstoffe. Das Unternehmen vermarktet große Teile der Erzeugungsposition des Konzerns und kauft die für die Stromproduktion notwendigen Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ein. Seine Funktion als interner Transaktionspartner erleichtert es uns, Ergebnisrisiken aus Preisschwankungen auf Energiemärkten erzeugungs- und vertriebsseitig einzugrenzen. Um das Risiko auf der Beschaffungs- und Absatzseite zu mindern, setzt RWE Supply & Trading auch Commodity-Derivate ein. Die Handelsgeschäfte der Gesellschaft sind allerdings nicht ausschließlich auf Risikominderung ausgerichtet; in streng limitiertem Umfang zielen sie auch darauf ab, Preisänderungen an den Energiemarkten zu nutzen.

Das Risikomanagementsystem im Energiehandel des RWE-Konzerns ist eng an die für Handelsgeschäfte von Banken geltenden Best-Practice-Regelungen angelehnt. Dazu gehört, dass Transaktionen mit Dritten nur abgeschlossen werden, wenn sich das Kreditrisiko innerhalb genehmigter Limite bewegt. Konzernweit geltende Richtlinien geben

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

Strukturen und Prozesse vor, wie mit Commodity-Preisrisiken und damit zusammenhängenden Kreditrisiken umzugehen ist. In unseren Tochtergesellschaften werden die Commodity-Positionen permanent überwacht; das Ergebnis wird den zuständigen Gremien mitgeteilt. Darüber hinaus informiert sich der Vorstand der RWE AG quartalsweise über die konsolidierten Commodity-Risikopositionen des Konzerns. Die Konzerngesellschaften teilen ihre Positionen der RWE AG mit, die die Meldungen konsolidiert. Diese Vorgehensweise gilt nicht für Marktrisiken, die aus reinen Handelsgeschäften von RWE Supply & Trading entstehen. Solche Risiken werden täglich überwacht und gesondert ausgewiesen.

Die Risikoobergrenzen im Energiehandel werden vom Vorstand der RWE AG festgelegt. Von zentraler Bedeutung ist dabei der Value at Risk (VaR). Er 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 die Höhe des 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 nicht höher sein darf als 40 Mio. €. Im Geschäftsjahr 2013 lag er bei durchschnittlich 8 Mio. € (Vorjahr: 6 Mio. €); der maximale Tageswert betrug 14 Mio. € (Vorjahr: 13 Mio. €). Daneben haben wir Limite für die einzelnen Handelstische vergeben. Außerdem loten wir in sogenannten Stresstests Extremzonen aus, ermitteln deren mögliche Auswirkungen auf unsere Liquidität und Ertragslage und steuern gegen, wenn die Risiken zu hoch sind.

Mithilfe des VaR-Konzepts messen wir auch die Commodity-Preisrisiken, denen wir außerhalb des Handelsgeschäfts ausgesetzt sind. Dabei ermitteln wir, welche absolute Veränderung beim betrieblichen Konzernergebnis durch Änderungen der Commodity-Preise mit einer gegebenen

Wahrscheinlichkeit nicht überschritten wird. Zunächst bestimmen unsere Konzerngesellschaften ihre Commodity-Risikopositionen und melden sie der RWE AG. Dort wird auf Basis der Einzelrisiken das Gesamtrisiko für den Konzern ermittelt. Dieses stammt hauptsächlich aus der deutschen Stromerzeugung, dem Upstream-Geschäft und dem ölpreisabhängigen Teil unseres Gasbezuugs. Bei einem Konfidenzniveau von 95% werden Veränderungen der Commodity-Preise unser betriebliches Ergebnis im Jahr 2014 maximal um etwa 330 Mio. € positiv oder negativ beeinflussen. Stichtag für die Ermittlung dieses Wertes war der 30. November 2013.

▪ **Revision der Preiskonditionen des Gasbezuugsvertrags mit Gazprom.**

Wir beziehen Gas zum einen über liquide Großhandelsmärkte wie NCG (Deutschland), TTF (Niederlande) oder NBP (Großbritannien); zum anderen decken wir uns über langfristige Bezugsverträge ein, und zwar vor allem in Deutschland und Tschechien. Diese Kontrakte enthielten früher eine Ölpreisbindung. Seit 2009 haben sich allerdings die Gasnotierungen an den Handelsmärkten von denen in ölpreisindexierten Kontrakten entkoppelt und diese zeitweise deutlich unterschritten. Folge war, dass wir das Gas aufgrund der vertraglichen Bindungen zum Teil wesentlich teurer einkaufen mussten, als es am Markt bezogen werden konnte. Um an die Marktentwicklung angepasste Bezugskonditionen zu erreichen, haben wir vertragsgemäß Revisionsverhandlungen mit unseren Gaslieferanten aufgenommen – mit dem Ergebnis, dass nahezu alle Verträge auf Gasgroßhandelspreis-Indexierung umgestellt oder im gegenseitigen Einvernehmen vorzeitig beendet wurden. Als letzter und zugleich größter Kontrakt wurde per Schiedsurteil vom Juni 2013 auch unser Vertrag mit Gazprom angepasst. Wie auf Seite 50 dargelegt, ist hier der Ölpreiseinfluss abgeschwächt, aber nicht eliminiert worden. Der Vertrag führt daher weiterhin zu Verlusten. Bereits im Mai 2013 haben wir deshalb eine erneute Preisrevision mit Gazprom gestartet. Es besteht das Risiko, dass das Revisionsergebnis hinter unseren Erwartungen zurückbleibt, aber auch die Chance, dass wir günstigere Konditionen als angenommen durchsetzen können.

Umfeldrisiken:

- Regulatorische und politische Risiken und Chancen.** Als Versorger planen wir unsere Investitionen für Zeiträume, die Jahrzehnte umfassen. Daher sind wir in besonderer Weise von Veränderungen der energiepolitischen Rahmenbedingungen betroffen. Derzeit stehen in zahlreichen europäischen Ländern und auf Ebene der EU umfassende Reformen im Energiesektor auf der Agenda. Über die für uns wichtigsten politischen Vorhaben informieren wir eingehend auf Seite 44 ff. Ein zentrales Anliegen ist dabei, die Förderung der erneuerbaren Energien kosteneffizienter und marktnäher zu gestalten. Vor dem Hintergrund der zuletzt stark verringerten Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke widmet sich die Politik auch zunehmend dem Aspekt der Versorgungssicherheit. Hier sehen wir die Chance, dass durch entsprechende Reformen – etwa die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland – die Voraussetzungen für einen wirtschaftlichen Betrieb der für die Stromversorgung benötigten konventionellen Kraftwerke geschaffen werden. Die nach der Bundestagswahl im September 2013 gebildete Regierung aus CDU/CSU und SPD hat sich im Koalitionsvertrag dazu bekannt, dass sie mittelfristig einen Kapazitätsmechanismus schaffen will (siehe Seite 46). Bei der Förderung der erneuerbaren Energien setzt die Koalition auf größere Marktnähe und mehr Kosteneffizienz. Das stufen wir ebenfalls als positiv ein. Allerdings könnten uns einzelne Vorhaben auch zusätzlich belasten, so etwa die geplante Ausweitung der EEG-Umlage auf Strom, der für den Eigenverbrauch erzeugt wird.

Insbesondere bei der Kernenergie sind wir hohen regulatorischen Risiken ausgesetzt. In Deutschland haben sich hier die Rahmenbedingungen massiv verschlechtert. Mit der Anfang August 2011 in Kraft getretenen 13. Novelle des Atomgesetzes (13. AtG-Novelle) hat die frühere Bundesregierung die 2010 beschlossene Verlängerung der Laufzeiten deutscher Kernkraftwerke rückgängig gemacht und eine sofortige Stilllegung von acht der 17 deutschen Reaktoren verfügt. Für die übrigen Blöcke wurden zeitlich gestaffelte Abschalttermine festgelegt. Wir halten die

13. AtG-Novelle für verfassungswidrig, weil die Betreiber der Anlagen keine Entschädigungen erhalten und die Festlegung der Abschalttermine nicht stichhaltig begründet wurde. Daher haben wir im Februar und August 2012 Verfassungsbeschwerden eingelegt. Gegen das Kernenergiemuseum für Biblis A und B von März bis Juni 2011 hatten wir bereits im April 2011 beim Hessischen Verwaltungsgerichtshof in Kassel Klagen eingereicht. Dieser hat die Stilllegungsverfügungen im Februar 2013 für rechtswidrig erklärt. Nach einem Beschluss des Bundesverwaltungsgerichts vom Dezember 2013 ist diese Entscheidung rechtskräftig. Wir bereiten nun zivilrechtliche Schritte vor, um Schadensersatz geltend zu machen (siehe Seite 53).

Auch die Einführung einer Kernbrennstoffsteuer zum 1. Januar 2011 hat zu erheblichen Belastungen für unsere deutschen Kernkraftwerke geführt. Da die Rechtmäßigkeit der Abgabe fraglich ist, haben wir bei den zuständigen Finanzgerichten Klage erhoben. Das Finanzgericht Hamburg hat die Frage der Verfassungsmäßigkeit des Kernbrennstoffsteuergesetzes im Januar 2013 dem Bundesverfassungsgericht zur Entscheidung vorgelegt. Im Dezember 2013 hat das Finanzgericht Hamburg in einem Parallelverfahren außerdem eine Vorlage beim Europäischen Gerichtshof beschlossen. Aufgrund dieser Vorlageentscheidungen sehen wir gute Chancen, dass die Vollziehung der Steuer ausgesetzt wird, bis über ihre Rechtmäßigkeit entschieden worden ist. Letzteres wird wohl erst nach 2014 der Fall sein.

Weitere Ergebnisrisiken ergeben sich aus der Suche nach einem Endlagerstandort für hochradioaktive Abfälle. Ende Juli 2013 ist das Standortauswahlgesetz (StandAG) in Kraft getreten, durch das sich die Suche erheblich verteuern wird (siehe Seite 46). Die Kosten des Auswahlverfahrens müssen von den Betreibern der Kernkraftwerke getragen werden. Für die erwarteten Zusatzbelastungen haben wir Rückstellungen gebildet. Allerdings ist nicht auszuschließen, dass politische Widerstände die Festlegung eines Ortes erschweren und dadurch weitere Verzögerungen und Belastungen eintreten.

75	Finanz- und Vermögenslage
81	Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83	Übernahmerechtliche Angaben
85	Innovation
88	Entwicklung der Risiken und Chancen
100	Prognosebericht

Auch außerhalb Deutschlands haben die regulatorischen Eingriffe in den Energiemarkt zugenommen. Eine Rolle spielt dabei auch die schwierige Haushaltsslage zahlreicher europäischer Staaten. Sie könnte die Regierungen veranlassen, der Wirtschaft neue Lasten aufzubürden. Wie die Beispiele Spanien und Ungarn zeigen, betrifft dies vor allem standortgebundene Unternehmen wie Energieversorger. Im Dialog mit der Politik vertreten wir den Standpunkt, dass instabile Rahmenbedingungen und die Einführung zusätzlicher Belastungen die Fähigkeit und Bereitschaft der Versorger zu notwendigen Investitionen in die Energieinfrastruktur schmälern. Dennoch besteht die Gefahr, dass kurzfristiges politisches Kalkül zu weiteren für uns nachteiligen regulatorischen Eingriffen führt.

Politische Risiken außerhalb Europas bestehen vor allem im Upstream-Geschäft von RWE Dea. Mit großer Aufmerksamkeit verfolgen wir deshalb die politischen Umwälzungen in Nordafrika, wo RWE Dea mit einigen großen Projekten vertreten ist. In Ägypten fördern wir bereits Öl und Gas. Wie in allen Ländern, die nicht der OECD angehören, haben wir die Investitionsausgaben großteils durch Bundesgarantien gegen politische Risiken abgesichert und werden dies auch bei künftigen Projekten tun.

Innerhalb des bestehenden politischen Rahmens sind wir genehmigungsrechtlichen Risiken beim Bau und Betrieb von Produktionsanlagen ausgesetzt. In besonderer Weise betrifft dies unsere Tagebaue, Kraftwerke und Windparks. Wird ihr laufender Betrieb ausgesetzt oder beeinträchtigt, kann es zu erheblichen Produktions- und Erlöseinbußen kommen. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass uns die erforderlichen Genehmigungen für Neubauprojekte verspätet oder gar nicht erteilt werden oder dass bereits erteilte Genehmigungen wieder entzogen werden. Je nach Baufortschritt und vertraglichen Verpflichtungen gegenüber Zulieferern kann dies zu erheblichen finanziellen Belastungen führen. Ein solches Risiko besteht u. a. beim Steinkohlekraftwerk im niederländischen Eemshaven, das im laufenden Jahr ans Netz gehen soll. Dem Risiko beugen wir durch sorgfältige Vorbereitung und Begleitung unserer Genehmigungsanträge so weit wie möglich vor.

In Teilen unseres Geschäfts sind wir auch wettbewerbsrechtlichen Risiken ausgesetzt. So hat das Bundeskartellamt im März 2013 ein Verfahren gegen einige Fernwärme-

anbieter eröffnet, darunter eine RWE-Gesellschaft. Nach Auffassung der Behörde besteht der Verdacht des Preismissbrauchs, während wir unsere Tarifgestaltung für angemessen halten. Darüber hinaus hat das Kartellamt bekannt gegeben, dass es den Wettbewerb im Heizstrommarkt intensiv beobachtet.

Risiken ergeben sich ferner aus der Regulierung von Energiehandelsgeschäften, die durch zwei EU-Verordnungen deutlich verschärft worden ist. Im Dezember 2011 trat die „Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency“ (REMIT) in Kraft. Ihr Ziel ist, Insiderhandel und Marktmanipulationen beim Handel mit Strom und Gas zu unterbinden. Die Marktteilnehmer werden dazu verpflichtet, Insiderinformationen zu veröffentlichen. Außerdem müssen sie sich nun registrieren lassen und ihre Großhandelstransaktionen melden. Neben der REMIT hat auch die im August 2012 in Kraft getretene EU-Verordnung „European Market Infrastructure Regulation“ (EMIR) erhebliche Auswirkungen auf das Handelsgeschäft. Unternehmen, die in einem wesentlichen Umfang spekulative Handelsgeschäfte betreiben, haben bestimmte Transaktionen mit Derivaten über Clearingstellen abzuwickeln und dabei in höherem Umfang als bisher finanzielle Sicherheiten zu hinterlegen. Außerdem müssen sie sämtliche Geschäfte an ein Transaktionsregister melden. Noch lässt sich nicht genau sagen, in welchem Ausmaß wir von REMIT und EMIR betroffen sind. Wir rechnen damit, dass sich der Berichtsaufwand und die Transaktionskosten im Energiehandel deutlich erhöhen.

Die Anreizregulierung für Strom- und Gasnetze in Deutschland birgt ebenfalls Ergebnisrisiken. Für Stromnetzbetreiber hat am 1. Januar 2014 und für Gasnetzbetreiber bereits am 1. Januar 2013 die zweite fünfjährige Regulierungsperiode begonnen. Noch haben wir keine Bescheide darüber erhalten, welche Erlöse die Regulierungsbehörden unseren Netzesellschaften maximal zubilligen. Es besteht das Risiko, dass die Obergrenzen zu niedrig sind und damit nicht die tatsächliche Kostenentwicklung widerspiegeln. Allerdings besteht auch die Chance, dass unsere künftigen Netzerlöte bei angemessenen Obergrenzen und erfolgreichen Effizienzmaßnahmen unsere Annahmen übertreffen. Erste Signale der Regulierungsbehörden deuten darauf hin, dass die regulatorischen Vorgaben im Rahmen unserer Erwartungen liegen werden.

- **CO₂-Emissionen.** Angesichts des großen Anteils von Braun- und Steinkohlekraftwerken an unserem Stromerzeugungsportfolio liegen unsere spezifischen CO₂-Emissionen über dem Branchendurchschnitt. Wir streben an, unseren CO₂-Ausstoß bis 2020 von 0,76 Tonnen (2013) auf 0,62 Tonnen je erzeugte Megawattstunde Strom zu reduzieren. Dabei setzen wir u. a. auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den Einsatz moderner konventioneller Kraftwerke. Mit physischen und finanziellen Maßnahmen haben wir unser CO₂-Risiko für die dritte Emissionshandelsperiode bis 2020 so weit abgesenkt, dass wir aus einer Verteuerung der Emissionsrechte keine wesentlichen Auswirkungen auf unser Ergebnis erwarten. Es besteht aber die Gefahr, dass einzelne EU-Mitgliedstaaten das europäische Emissionshandelssystem nicht für ausreichend halten und die Unternehmen durch nationale Regelungen zusätzlich belasten. Die EU-Kommission hat allerdings inzwischen ein „Klima- und Energiepaket“ vorgelegt, mit dem sie die Wirksamkeit des Emissionshandelssystems nach 2020 verbessern will (siehe Seite 45). Falls die darin vorgeschlagenen Maßnahmen umgesetzt werden, dürfte sich die Wahrscheinlichkeit nationaler Alleingänge verringern.
- **Sonstige Rechts- und Schiedsverfahren.** Einzelne Gesellschaften des RWE-Konzerns sind durch ihren Geschäftsbetrieb oder durch Unternehmenskäufe in Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Mitunter werden auch außergerichtliche Ansprüche gegen sie geltend gemacht. Darüber hinaus sind Konzernunternehmen an verschiedenen behördlichen Verfahren direkt beteiligt oder zumindest von deren Ergebnissen betroffen. Für potenzielle Verluste aus schwebenden Verfahren vor ordentlichen Gerichten und Schiedsgerichten haben wir Rückstellungen gebildet. Die uns gegenüber geltend gemachten Ansprüche übersteigen die Rückstellungsbeträge allerdings teilweise deutlich. Unter Berücksichtigung der uns vorliegenden rechtlichen Würdigungen halten wir solche Ansprüche für haltlos, können aber nicht ganz sicher sein, dass wir uns mit dieser Auffassung durchsetzen.

Im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen stehen derzeit einige Spruchverfahren aus. Ermittelt wird, ob Barabfindungen, die wir außenstehenden Aktionären angeboten haben, der Höhe nach angemessen waren. Wir gehen davon aus, dass dies der Fall ist. Die Ab-

findungen wurden von externen Gutachtern ermittelt und von Wirtschaftsprüfern geprüft. Sollte dennoch rechtskräftig entschieden werden, dass die Barabfindungen zu niedrig waren, würden wir Nachzahlungen an alle betroffenen Aktionäre leisten, auch wenn sie nicht selbst an den Spruchverfahren beteiligt waren.

Operative Risiken:

- **Kontinuität des Geschäftsbetriebs/Unternehmensstrategische Risiken und Chancen.** Auf sämtlichen Stufen unserer Wertschöpfung betreiben wir technologisch komplexe, vernetzte Produktionsanlagen. An unseren Tagebaugeräten, Förderanlagen, Kraftwerkskomponenten und Netzen können nicht versicherte Schäden auftreten. In unseren Kraftwerken steigt das Risiko ungeplanter Betriebsunterbrechungen mit zunehmendem Alter ihrer Komponenten. Außerdem kann es zu Verzögerungen beim Bau neuer Anlagen kommen, etwa durch Unfälle, Materialfehler, verspätete Zulieferungen oder zeitaufwendige Genehmigungsverfahren. Diesen Risiken begegnen wir – soweit möglich – durch ein sorgfältiges Betriebs- und Projektmanagement. Im Netzgeschäft besteht die Gefahr, dass Anlagen durch höhere Gewalt, z. B. Wettereinflüsse, zerstört werden. Hohe Sicherheitsstandards und regelmäßige Prüf-, Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten sollen diese Risiken in Grenzen halten. Soweit wirtschaftlich sinnvoll, schließen wir Versicherungen ab.

Wir arbeiten permanent daran, die Wirtschaftlichkeit unserer Organisation und Betriebsabläufe zu verbessern. Derzeit setzen wir ein 2012 gestartetes Effizienzprogramm um, das sich ab 2016 mit mindestens 1,5 Mrd. € im betrieblichen Ergebnis niederschlagen soll. Dabei sind wir 2013 schneller vorangekommen als erwartet. Wir sehen die Chance, dass wir unsere Vorgaben auch in Zukunft übererfüllen. Ebenso könnten wir aber auch unsere Ziele verfehlten, etwa weil sich geplante Restrukturierungen nicht oder nur langsam durchsetzen lassen.

Sachinvestitionen, Akquisitionen und Desinvestitionen können wegen ihrer langfristigen Auswirkungen auf unser Portfolio mit hohen Risiken und Chancen verbunden sein. Bei Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte können die Projekterträge unter den Erwartungen liegen. Darüber hinaus kann sich der für akquirierte

75 Finanz- und Vermögenslage
81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83 Übernahmerechtliche Angaben
85 Innovation
88 Entwicklung der Risiken und Chancen
100 Prognosebericht

Unternehmen gezahlte Preis nachträglich als zu hoch erweisen. In den genannten Fällen müssen ggf. Wertbereichtigungen vorgenommen werden. Bei geplanten Veräußerungen von Unternehmensteilen (z.B. RWE Dea) besteht die Gefahr, dass sie wegen zu geringer Preisgebote nicht zustande kommen. Außerdem sind sie mit Freistellungs- und Gewährleistungsrisken verbunden. Für die Vorbereitung und Umsetzung von Sachinvestitions-, Akquisitions- und Veräußerungsentscheidungen gibt es bei RWE differenzierte Zuständigkeitsregelungen und Genehmigungsprozesse. Die intensive Beobachtung von Märkten und Wettbewerbern hilft uns dabei, unternehmensstrategische Risiken und Chancen frühzeitig zu erfassen und zu bewerten.

▪ **Informationstechnologie.** Unsere Geschäftsprozesse werden durch effiziente Informationsverarbeitungssysteme unterstützt. Dennoch können wir nicht vollständig ausschließen, dass Mängel bei der Verfügbarkeit der IT-Infrastrukturen und der Sicherheit unseres Datenbestands auftreten. Wir begegnen dem mit hohen Sicherheitsstandards, der Sensibilisierung der Nutzer sowie Beschränkungen der Zugriffs- und Zugangsrechte. Außerdem investieren wir regelmäßig in die Modernisierung von Hard- und Software. Unsere IT basiert weitgehend auf marktüblichen Standards. Ihr Betrieb ist in modernen Rechenzentren gebündelt. Für die Steuerung von Risiken bei der Entwicklung von IT-Lösungen haben wir einen konzernweit verbindlichen Prozess etabliert.

▪ **Personal.** Unternehmen wie RWE stehen in intensivem Wettbewerb um qualifizierte Mitarbeiter. Um hier unsere Position zu sichern und zu stärken, betonen wir bei der Mitarbeiterakquise die Attraktivität von RWE als Arbeitgeber und bemühen uns, qualifizierte Kräfte aus den eigenen Reihen langfristig an den Konzern zu binden. Neben einer leistungsorientierten Vergütung und fortschrittlichen Sozialleistungen setzen wir dabei insbesondere auf die breit gefächerten Perspektiven, die sich im RWE-Konzern bieten: Einstiegsmöglichkeiten durch Traineeprogramme, interdisziplinäre Karrierewege, Einsätze in unterschiedlichen europäischen Konzerngesellschaften sowie attraktive Fort- und Weiterbildungsangebote. Risiken aufgrund der Mitarbeiterfluktuation begrenzen wir durch Stellvertreterregelungen und eine frühzeitige Nachfolgeplanung.

Finanzmarkt- und Kreditrisiken:

▪ **Finanzwirtschaftliche Risiken und Chancen.** Schwankungen von Marktzinsen sowie Währungs- und Aktienkursen können unser Ergebnis ebenfalls stark beeinflussen. Große Bedeutung messen wir dem Management von Wechselkursveränderungen bei; das ergibt sich aus unserer internationalen Präsenz. Außerdem werden Energieträger wie Kohle und Öl in US-Dollar gehandelt. Die Konzerngesellschaften sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Währungsrisiken über die RWE AG zu begrenzen. Diese ermittelt die Nettofinanzposition je Währung und sichert sie nötigenfalls ab. Die Messung und Begrenzung von Risiken basiert u.a. auf dem VaR-Konzept. Der durchschnittliche VaR für die Fremdwährungsposition der RWE AG lag 2013 – wie im Vorjahr – unter 1 Mio. €.

Zinsrisiken bestehen in mehrfacher Hinsicht: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren im RWE-Bestand sinken; das betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch unsere Finanzierungskosten. Der VaR für das Kurswertrisiko bei unseren Kapitalanlagen belief sich 2013 auf durchschnittlich 5 Mio. €. Im Vorjahr war er ebenso hoch gewesen. Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Markt-zinssteigerungen messen wir mit dem Cash Flow at Risk. Dabei legen wir ein Konfidenzniveau von 95% und eine Haltezeit von einem Jahr zugrunde. Der Cash Flow at Risk betrug 2013 durchschnittlich 8 Mio. €, gegenüber 14 Mio. € im Vorjahr.

Zu den Wertpapieren, die wir in unserem Portfolio halten, zählen auch Aktien. Der VaR für das Risiko aus Kursveränderungen lag hier im Jahresmittel bei 7 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €).

Die Risiken und Chancen aus Veränderungen von Wertpapierkursen steuern wir durch professionelles Fondsmanagement. Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer speziellen Software zentral erfasst und von der RWE AG überwacht. Dadurch erreichen wir einen Risikoausgleich über die Einzelgesellschaften hinweg. Für Finanzgeschäfte unserer Konzernunternehmen haben wir Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen in internen Richtlinien verbindlich festgelegt.

Bonität von Geschäftspartnern. Aus unseren Geschäftsbeziehungen mit Großkunden, Lieferanten und Handelspartnern ergeben sich Kreditrisiken. Die Entwicklung der Bonität unserer Transaktionspartner verfolgen wir zeitnah. Ihre Kreditwürdigkeit beurteilen wir vor und während der Geschäftsbeziehung anhand interner Ratings. Hierbei werden auch extern verfügbare Informationen berücksichtigt, z.B. Einschätzungen von Ratingagenturen. Für die Messung und Steuerung von Kreditrisiken gelten konzernweite Standards. Für Transaktionen im Vertrieb, die bestimmte Genehmigungsschwellen überschreiten, und für sämtliche Handelsgeschäfte gibt es ein Kreditlimit, das wir vor ihrem Abschluss festlegen und nötigenfalls – etwa bei Veränderungen der Bonität – anpassen. Gegebenenfalls lassen wir uns Barsicherheiten stellen oder Bankgarantien geben. Kreditrisiken und Auslastungen der Limite messen wir im Handelsgeschäft täglich.

Außerbörsliche Energiehandelsgeschäfte schließen wir grundsätzlich auf Basis von Rahmenverträgen ab, wie sie u.a. von der European Federation of Energy Traders (EFET) vorgegeben werden. Außerdem vereinbaren wir Sicherheitsleistungen. Bei Finanzderivaten nutzen wir den Deutschen Rahmenvertrag oder den Rahmenvertrag der International Swaps and Derivatives Association (ISDA).

Sonstige Ergebnisrisiken: Dazu zählen wir u.a. Reputationsrisiken oder Risiken aus Compliance-Verstößen und kriminellen Handlungen von Beschäftigten des Konzerns. Diese Ergebnisrisiken schätzen wir allerdings im Verhältnis zu den oben genannten als gering ein.

Verschuldungs-/Liquiditätsrisiko: Die Nettoschulden des RWE-Konzerns konnten wir 2013 um 2,3 Mrd. € auf 30,7 Mrd. € zurückführen und wollen sie weiter senken. Ein Risiko liegt hier darin, dass sich die Zu- und Abflüsse von Mitteln ungünstiger entwickeln als geplant. Solche Abweichungen könnten etwa bei unserem Cash Flow aus der laufenden Geschäftstätigkeit sowie den Ausgaben für Investitionen und Erlösen aus Desinvestitionen auftreten. Auch könnten sich die für Handelstransaktionen erforderlichen Sicherheitsleistungen erhöhen, falls unser Kreditrating herabgestuft wird. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, dass Vorgänge, die nicht unmittelbar zahlungswirksam sind, unsere Verschuldung beeinflussen. Beispielsweise können Änderungen des

Marktzinsniveaus Auswirkungen auf die Barwerte der langfristigen Rückstellungen im RWE-Konzernabschluss haben. Sind die Diskontierungssätze abzusenken, führt dies zu einem Anstieg der Rückstellungen, und umgekehrt. Unser Verschuldungsrisiko stuften wir als „mittel“ ein.

Das Liquiditätsrisiko wird dagegen als „gering“ eingestuft. Es besteht darin, dass wir möglicherweise nicht über genügend flüssige Mittel verfügen, um unsere finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Solche Verpflichtungen ergeben sich insbesondere aus unseren Finanzschulden, die wir bedienen müssen. Des Weiteren haben wir Sicherheiten zu stellen, wenn sich Handelskontrakte bei einer Bewertung zu aktuellen Marktpreisen in der Verlustzone befinden. Wir verfügen über einen starken operativen Cash Flow, erhebliche liquide Mittel und ungenutzte Kreditlinien sowie über weiteren finanziellen Spielraum dank unseres Commercial-Paper-Programms und unseres Debt-Issuance-Programms. Durch eine vorausschauende Liquiditätsplanung stellen wir sicher, dass wir jederzeit zahlungsfähig sind. Dabei bedienen wir uns u.a. eines konzernweiten Meldesystems, das die kurz-, mittel- und langfristigen Mittelbedarfe der Konzerngesellschaften erfasst.

Bericht zum rechnungslegungsbezogenen internen Kontrollsystem: Angaben nach § 315 Abs. 2 Nr. 5 und § 289 Abs. 5 HGB. In der Finanzberichterstattung besteht das Risiko, dass die Jahres-, Konzern- und Zwischenabschlüsse Falschdarstellungen enthalten, die möglicherweise einen wesentlichen Einfluss auf die Entscheidungen ihrer Adressaten haben. Unser rechnungslegungsbezogenes internes Kontrollsystem (IKS) zielt darauf ab, mögliche Fehlerquellen zu identifizieren und die daraus resultierenden Risiken zu begrenzen. Es erstreckt sich auf die Finanzberichterstattung im gesamten RWE-Konzern. So können wir mit hinreichender Sicherheit gewährleisten, dass ein den gesetzlichen Vorschriften entsprechender Jahres- und Konzernabschluss erstellt wird.

Die Ausgestaltung des rechnungslegungsbezogenen IKS ergibt sich aus der Organisation unseres Rechnungslegungs- und Finanzberichterstattungsprozesses. Eine der Kernfunktionen dieses Prozesses ist die Steuerung des Konzerns und seiner operativen Einheiten. Ausgangspunkt hierfür sind die Zielvorgaben des Vorstands der RWE AG. Aus ihnen und aus

75 Finanz- und Vermögenslage
81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
83 Übernahmerechtliche Angaben
85 Innovation
88 Entwicklung der Risiken und Chancen
100 Prognosebericht

unseren Erwartungen über die operative Geschäftsentwicklung erarbeiten wir einmal im Jahr unsere Mittelfristplanung. Diese umfasst Budgetwerte für das jeweils bevorstehende Geschäftsjahr und Planzahlen für die Folgejahre. Für laufende Geschäftsjahre erstellen wir Prognosen, die am Budget anknüpfen. Der Vorstand der RWE AG und die Vorstände der wichtigsten Tochtergesellschaften kommen vierteljährlich zusammen, um Quartals- und Jahresabschlüsse auszuwerten und die Prognosen zu aktualisieren.

Die Buchführung ist überwiegend dezentral organisiert; mitunter übernehmen Konzerngesellschaften diese Aufgabe für ihre Tochterunternehmen. Bestimmte Verarbeitungsprozesse, z. B. die Personalabrechnung, sind bei internen Dienstleistern wie der RWE Service gebündelt oder unterliegen zu mindest konzerneinheitlich definierten Qualitätsstandards. Für Prozesse, die Transaktionen im Rechnungswesen betreffen, ist ein Shared Service Center in Krakau im Aufbau. In ihrer Funktion als Holding nimmt die RWE AG zentrale Aufgaben auf dem Gebiet der Rechnungslegung wahr. Dabei handelt es sich u.a. um die Konsolidierung, die Bilanzierung von Pensionsrückstellungen in Deutschland und die Prüfung der Werthaltigkeit bilanziierter Firmenwerte. Ebenfalls der RWE AG zugeordnet sind Aufgaben, die die Verwaltung und Überwachung von Finanzinstrumenten, den Zahlungsverkehr, die Geldanlagen und die Organschaftsabrechnung betreffen. Teilweise werden dafür externe Dienstleister hinzugezogen.

Im Rahmen der externen Berichterstattung zum Halbjahr und zum Gesamtjahr haben die Vorstandsvorsitzenden und Finanzvorstände bzw. die Geschäftsführer wichtiger Tochtergesellschaften sowie ausgewählte Bereichsleiter der RWE AG einen internen Bilanzzeit zu leisten. Darüber hinaus legen die Mitglieder des Vorstands der RWE AG zum Halbjahr und zum Gesamtjahr einen externen Bilanzzeit ab und unterzeichnen die Versicherung der gesetzlichen Vertreter. Sie bestätigen damit, dass die vorgeschriebenen Rechnungslegungsstan-

dards eingehalten wurden und dass die Zahlen ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage vermitteln.

Unsere Abschlüsse erstellen wir mithilfe eines konzernweiten Berichterstattungssystems, das wir auch für die Aufstellung der Budgets und Prognosen nutzen. Alle vollkonsolidierten Tochtergesellschaften bedienen sich dieses Systems. Es bildet die Basis für einen standardisierten Datenmeldeprozess im Konzern. Die Finanzbuchhaltungssysteme werden größtenteils von der RWE IT unterhalten.

Wir identifizieren Risiken der Finanzberichterstattung auf Ebene der Unternehmensbereiche anhand quantitativer, qualitativer und prozessbezogener Kriterien. Fundament des IKS sind unsere allgemein verbindlichen Richtlinien und ethischen Grundsätze, die ihren Niederschlag auch im RWE-Verhaltenskodex finden. Darauf aufbauend stellen Mindestanforderungen an die wesentlichen Verarbeitungsprozesse eine integre Datenerhebung und -verwaltung sicher. Risiken bei einzelnen Bilanzpositionen infolge subjektiver Ermessensspielräume oder komplexer Transaktionen werden in einer konzernübergreifenden Risiko- und Kontrollmatrix erfasst. Einmal im Jahr erbringen wir den Nachweis, dass die notwendigen Kontrollen tatsächlich stattfanden und dass sie korrekt vorgenommen wurden. Dies geschieht durch externe Wirtschaftsprüfer oder das für die Durchführung der Kontrollen verantwortliche Management.

Der Prüfungsausschuss des Aufsichtsrats befasst sich in seinen Sitzungen regelmäßig mit der Wirksamkeit des rechnungslegungsbezogenen IKS. Einmal im Jahr legen ihm Vertreter des Finanzressorts der RWE AG die Risiken der Finanzberichterstattung dar. Dabei wird auch erläutert, welche Kontrollmaßnahmen ergriffen wurden und wie die korrekte Durchführung der Kontrollen geprüft wurde.

1.12 PROGNOSEBERICHT

Die schwierigen Marktbedingungen für unsere konventionellen Kraftwerke werden auch 2014 tiefe Spuren im Konzernabschluss hinterlassen. Mit hohen positiven Sondereffekten wie im vergangenen Jahr aus der Gaspreisrevision mit Gazprom rechnen wir nicht. Daher wird das diesjährige betriebliche Ergebnis trotz unseres laufenden Effizienzsteigerungsprogramms weit unter dem Niveau von 2013 bleiben; wir erwarten einen Wert zwischen 4,5 und 4,9 Mrd. €. Für das nachhaltige Nettoergebnis, an dem sich der Dividendenvorschlag ausrichtet, veranschlagen wir eine Bandbreite von 1,3 bis 1,5 Mrd. €. In den Zahlen nicht berücksichtigt ist der geplante Verkauf von RWE Dea. Hier hoffen wir allerdings, noch im Laufe des Jahres eine vertragliche Vereinbarung erzielen zu können.

Experten sehen leichten Konjunkturaufschwung voraus. Nach ersten Prognosen wird die globale Wirtschaftsleistung 2014 um etwa 3% höher sein als im Vorjahr. 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 der deutschen Volkswirtschaft überdurchschnittlich gut: Der Sachverständigenrat hält für 2014 einen Anstieg der Wirtschaftsleistung um 1,6% für möglich. Stimulierende Impulse werden insbesondere von der guten Beschäftigungssituation und den gestiegenen verfügbaren Einkommen erwartet. Aktuelle Konjunkturprognosen lassen für die Niederlande auf ein BIP-Wachstum von bis zu 1% und für Belgien von rund 1% schließen. Die britische Wirtschaftsleistung könnte demnach sogar um 2% zulegen. Für unsere zentralosteuropäischen Märkte beziffern Experten das voraussichtliche Wachstum auf 3% in Polen, 2% in Tschechien und bis zu 2% in Ungarn.

Keine Belebung des Energieverbrauchs in Westeuropa in Sicht. Vorausgesetzt, dass die oben dargestellte Konjunkturentwicklung eintritt, dürfte sich die Stromnachfrage in Deutschland auf dem Niveau von 2013 bewegen. Dem stimulierenden Einfluss des Wirtschaftswachstums stehen voraussichtlich Verbrauchseinsparungen durch Fortschritte bei der Energieeffizienz gegenüber. Für Großbritannien und die Niederlande sieht unsere Prognose ähnlich aus. Mit einem leichten Anstieg des Stromverbrauchs rechnen wir in unseren wichtigsten Märkten Zentralosteuropas: Polen könnte hier mit bis zu 2% Wachstum vorne liegen, gefolgt von Ungarn und Tschechien mit etwa 1%.

Beim Gas wird der verbrauchsanregende Effekt der Konjunktur wohl ebenfalls durch Energiesparmaßnahmen abgeschwächt werden, insbesondere in Großbritannien. Vom Gaseinsatz in der Stromerzeugung sind angesichts stabil hoher Gasnotierungen bei zugleich niedrigen Preisen für Kohle und CO₂-Emissionsrechte keine nennenswerten Impulse zu erwarten. Da die Temperaturen 2013 in weiten Teilen Europas unter dem Zehnjahresmittel lagen, hätten normale Witterungsverhältnisse einen dämpfenden Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Vor diesem Hintergrund ist zu vermuten, dass der Gasverbrauch in den meisten RWE-Märkten stagniert oder sogar leicht zurückgeht.

Moderate Preisveränderungen an den Commodity-Märkten. Die Entwicklung auf den Terminmärkten lässt derzeit nicht auf massive Preisveränderungen bei den für uns relevanten Energierohstoffen schließen. Am Londoner Rohölmarkt notierte der 2014er-Forward zum Jahresende mit 109 US\$ für ein Barrel der Sorte Brent. Das entspricht dem Spotpreisniveau von 2013. Die Entwicklung der 2014er-Forwards für Steinkohle, Gas und Strom ist auf Seite 39 ff. dargestellt. Auch hier zeichnet sich trotz der leicht verbesserten Konjunkturperspektiven kein Aufwärtstrend ab. Im europäischen Handel mit CO₂-Emissionsrechten können nur strukturelle Reformen zu nachhaltigen Preisimpulsen führen.

Auf unsere Ertragslage im laufenden Geschäftsjahr wird die Entwicklung der Commodity-Preise ohnehin nur untergeordneten Einfluss haben. Unsere Stromproduktion für 2014 haben wir bereits nahezu vollständig verkauft und die dafür benötigten Brennstoffe und Emissionsrechte preislich abgesichert. Für den Strom unserer deutschen Braunkohle- und Kernkraftwerke haben wir dabei einen Durchschnittspreis erzielt, der unter dem des Vorjahres (51 € je MWh) liegt. Auch für unsere Öl- und Gasförderung haben wir das Preisrisiko durch Terminverkäufe begrenzt, allerdings in wesentlich geringerem Umfang als bei Strom.

- 75 Finanz- und Vermögenslage
- 81 Erläuterungen zum Jahresabschluss der RWE AG (Holding)
- 83 Übernahmerechtliche Angaben
- 85 Innovation
- 88 Entwicklung der Risiken und Chancen
- 100 Prognosebericht**

Weiterhin große Herausforderungen für die konventionelle Stromerzeugung. Aus der Preisentwicklung an den Terminmärkten für Strom und Brennstoffe lässt sich auch für kommende Jahre keine Verbesserung der Ertragsperspektiven in der konventionellen Stromerzeugung ableiten. Die von der Bundesregierung angekündigte mittelfristige Schaffung eines Kapazitätsmechanismus (siehe Seite 46) entfaltet – falls sie umgesetzt wird – frühestens in der zweiten Hälfte der Dekade ihre Wirkung. Dabei ist völlig offen, wie ein solcher Mechanismus ausgestaltet sein würde. Somit richten wir uns darauf ein, dass die Margen unserer konventionellen Kraftwerke weiterhin unter Druck bleiben. Allerdings profitieren wir davon, dass wir unsere Stromproduktion größtenteils am Terminmarkt auf bis zu drei Jahre im Voraus verkaufen. Unsere diesjährige Erzeugung und teilweise auch die von 2015 haben wir noch zu einer Zeit abgesetzt, als die Preise ein gutes Stück über dem aktuellen Marktniveau lagen. Doch dieser Vorteil wird von Jahr zu Jahr abschmelzen.

Um die Ergebniseinbußen zu begrenzen, haben wir bereits umfassende Maßnahmen zur Kostensenkung und Effizienzverbesserung ergriffen. Derzeit setzen wir ein 2012 gestartetes Effizienzsteigerungsprogramm um, das einen dauerhaften Beitrag zum betrieblichen Ergebnis von mindestens 1,5 Mrd. € leisten soll. Die Einsparungen sollen bereits 2016 ihre volle Ergebniswirkung entfalten und damit ein Jahr früher als ursprünglich geplant. Ein Großteil der Maßnahmen entfällt auf unser Erzeugungsgeschäft. Darüber hinaus haben wir beschlossen, eine Reihe von Gaskraftwerken, die ihre fixen Betriebskosten nicht decken, vom Netz zu nehmen und zu konservieren (siehe Seite 53). Weitere Anlagen sind auf dem Prüfstand. Sollte sich herausstellen, dass ihr Weiterbetrieb trotz effizienzverbessernder Maßnahmen nicht wirtschaftlich ist, werden wir auch sie abschalten.

Umsatz 2014 in der Größenordnung des Vorjahres. Für das laufende Geschäftsjahr rechnen wir mit einem Außenumsatz in der Größenordnung von 54 Mrd. €. Das entspräche dem Niveau von 2013. Die zum Verkauf stehende RWE Dea ist in der Prognose noch mit vollen zwölf Monaten enthalten. Wegen steigender Öl- und Gasfördermengen dürfte ihr Umsatz sogar höher ausfallen als 2013. Darüber hinaus erwarten wir Erlössteigerungen im deutschen und britischen Vertriebsgeschäft, weil gestiegene Vorkosten Preisanpassungen erforderlich machen. Ein Beispiel dafür ist die Anhebung der Strom- und Gastarife für Privatkunden von RWE npower im Dezember 2013. Eine Normalisierung der Witterungsverhältnisse hätte allerdings dämpfenden Einfluss auf den Gasabsatz. Des Weiteren gehen wir von rückläufigen Stromerlösen bei RWE Supply & Trading aus.

Betriebliches Ergebnis 2014: Erwartete Bandbreite von 4,5 bis 4,9 Mrd. €. Für das Geschäftsjahr 2014 prognostizieren wir ein EBITDA zwischen 7,6 und 8,1 Mrd. €. Das betriebliche Ergebnis wird voraussichtlich im Korridor von 4,5 bis 4,9 Mrd. € liegen. Beim nachhaltigen Nettoergebnis veranschlagen wir einen Wert zwischen 1,3 und 1,5 Mrd. €. Auch in diesen Zahlen ist RWE Dea ganzjährig eingeschlossen. Der Ergebnisbeitrag des Unternehmensbereichs Trading/Gas Midstream wird deutlich unter dem von 2013 liegen, der noch die hohe Kompensationszahlung von Gazprom enthielt. Außerdem werden sich die Margen in der konventionellen Stromerzeugung weiter verringern. Allerdings rechnen wir auch mit positiven Effekten aus effizienzverbessernden Maßnahmen.

Prognose für das Geschäftsjahr 2014 ¹	Ist 2013 in Mio. €	2014
Außenumsatz	54.070	in der Größenordnung von 54 Mrd. €
EBITDA	8.762	7,6–8,1 Mrd. €
Betriebliches Ergebnis	5.881	4,5–4,9 Mrd. €
Konventionelle Stromerzeugung	1.383	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	196	moderat über Vorjahr
Upstream Gas & Öl	521	deutlich über Vorjahr
Trading/Gas Midstream	831	deutlich unter Vorjahr
Nachhaltiges Nettoergebnis	2.314	1,3–1,5 Mrd. €

1 Klassifizierungen wie „in der Größenordnung von“, „moderat“ oder „deutlich“ beziehen sich auf prozentuale Abweichungen vom jeweiligen Vorjahreswert.

Auf Ebene der Unternehmensbereiche erwarten wir folgende Ergebnisentwicklung:

- Konventionelle Stromerzeugung: Das betriebliche Ergebnis des Unternehmensbereichs wird sich deutlich verringern. Unsere diesjährige Stromerzeugung haben wir bereits größtenteils am Markt platziert. Die Margen, die wir dabei realisiert haben, waren insgesamt niedriger als 2013. Zudem dürfte der Aufwand für die Instandhaltung unserer Kraftwerke steigen, nachdem im vergangenen Jahr nur sehr wenige Anlagen in Revision waren. Einen positiven Ergebniseinfluss versprechen wir uns von effizienzverbessernden Maßnahmen. Daneben entfallen Einmalbelastungen aus dem Vorjahr, die sich u.a. aus Zuführungen zu einer Drohverlustrückstellung für einen defizitären Stromvertrag ergaben.
- Vertrieb/Verteilnetze Deutschland: Hier werden wir voraussichtlich moderat über Vorjahr abschließen. Während wir im Verteilnetzgeschäft eine stabile Ertragslage erwarten, dürfte der Ergebnisbeitrag aus dem Vertriebsgeschäft steigen. Wichtigster Erfolgsfaktor ist dabei unser Effizienzsteigerungsprogramm.
- Vertrieb Niederlande/Belgien: Obwohl auch Essent von Effizienzmaßnahmen profitiert, wird sich das betriebliche Ergebnis wohl deutlich verringern. Hauptursache dafür ist, dass 2013 in größerem Umfang Rückstellungen aufgelöst worden sind und wir für 2014 keinen vergleichbaren Sondereinfluss erwarten. Außerdem werden die Gasvertriebsmargen wegen des intensiven Wettbewerbs wohl noch

stärker unter Druck geraten. Bei einer Normalisierung der Witterungsverhältnisse entfällt zudem der verbrauchsregende Effekt, der 2013 vom überdurchschnittlich kalten Wetter ausging.

- Vertrieb Großbritannien: Auch in Großbritannien erwarten wir einen härteren Wettbewerb im Energievertrieb. Dies und verschärzte regulatorische Rahmenbedingungen werden voraussichtlich zu einem moderaten Ergebnisrückgang bei RWE npower führen. Ein weiterer Grund ist der auf Seite 51 erläuterte Verkauf von zwei Vertriebsgesellschaften an das Unternehmen Telecom Plus: Dadurch werden wir 770 Tsd. Kunden nicht mehr direkt versorgen, sondern indirekt über einen Liefervertrag mit Telecom Plus, und deshalb niedrigere Margen realisieren. Die Aufwendungen zur Förderung von Energieeinsparungen bei Privathaushalten, die wir im Rahmen des staatlichen Programms „ECO“ erbringen müssen, werden zwar niedriger sein als 2013; diese Entlastungen geben wir aber über entsprechende Preissenkungen zum 28. Februar 2014 an unsere Privatkunden weiter. Positive Ergebniseffekte versprechen wir uns von effizienzsteigernden Maßnahmen.
- Zentralost-/Südosteuropa: Der Unternehmensbereich wird deutlich hinter dem Ertragsniveau des Vorjahrs 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. In Tschechien erwarten wir zudem Margeneinbußen im Gasspeichergeschäft und Gasvertrieb. Sinken dürfte auch der Ergebnisbeitrag unseres Braunkohleverstromers Mátra in Ungarn, denn auch dort haben sich die von Kraftwerksbetreibern realisierbaren Strompreise deutlich verringert.

- Erneuerbare Energien: Dank Effizienzverbesserungen und neuer Erzeugungskapazitäten wird sich die Ertragslage von RWE Innogy verbessern, allerdings nicht so stark, wie zunächst angenommen. Das im März vergangenen Jahres für 2014 prognostizierte Ergebnisniveau von über 300 Mio. € werden wir nicht erreichen, sondern nur moderat über Vorjahr abschließen. Ein Grund dafür sind Verspätungen beim Bau unserer beiden großen Offshore-Windparks Gwynt y Môr (576 MW) und Nordsee Ost (295 MW), die wir voraussichtlich Ende 2014 bzw. im Frühjahr 2015 fertigstellen. Hinzu kommt, dass sich die Förderkonditionen für erneuerbare Energien in Spanien verschlechtert haben und die Stromgroßhandelspreise unter den Erwartungen liegen. Außerdem tragen die deutschen Biomasseaktivitäten nicht mehr zum Ergebnis von RWE Innogy bei, weil sie auf den Bereich Vertrieb/Verteilnetze Deutschland übertragen wurden.
- Upstream Gas & Öl: Bei RWE Dea erwarten wir einen deutlichen Anstieg des betrieblichen Ergebnisses auf 600 bis 650 Mio. €. Basis dafür ist eine stark erhöhte Gas- und Ölproduktion. Wir wollen 2014 ein Fördervolumen von mindestens 40 Mio. Barrel Öläquivalente erreichen (2013: 30,6 Mio. Barrel). Dabei setzen wir auf steigende Beiträge der neuen Gasfelder Breagh, Clipper South und Disouq. Außerdem planen wir, in der zweiten Jahreshälfte mit der Produktion aus dem norwegischen Ölfeld Knarr zu beginnen. Unsere Explorationskosten dürften niedriger ausfallen als 2013. Allerdings werden die Preise, die wir für unser Öl realisieren, im Durchschnitt wohl unter dem Niveau von 2013 liegen.

- Trading/Gas Midstream: Aufgrund der hohen Kompensationszahlungen von Gazprom war der Ergebnisbeitrag des Bereichs 2013 außergewöhnlich hoch. Im laufenden Jahr werden wir deutlich dahinter zurückbleiben. Wie auf Seite 50 dargelegt, ist der Gasbezugsvertrag mit Gazprom trotz des erfolgreichen Schiedsverfahrens weiterhin mit Belastungen für uns verbunden. Außerdem 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 1,3 und 1,5 Mrd. €.

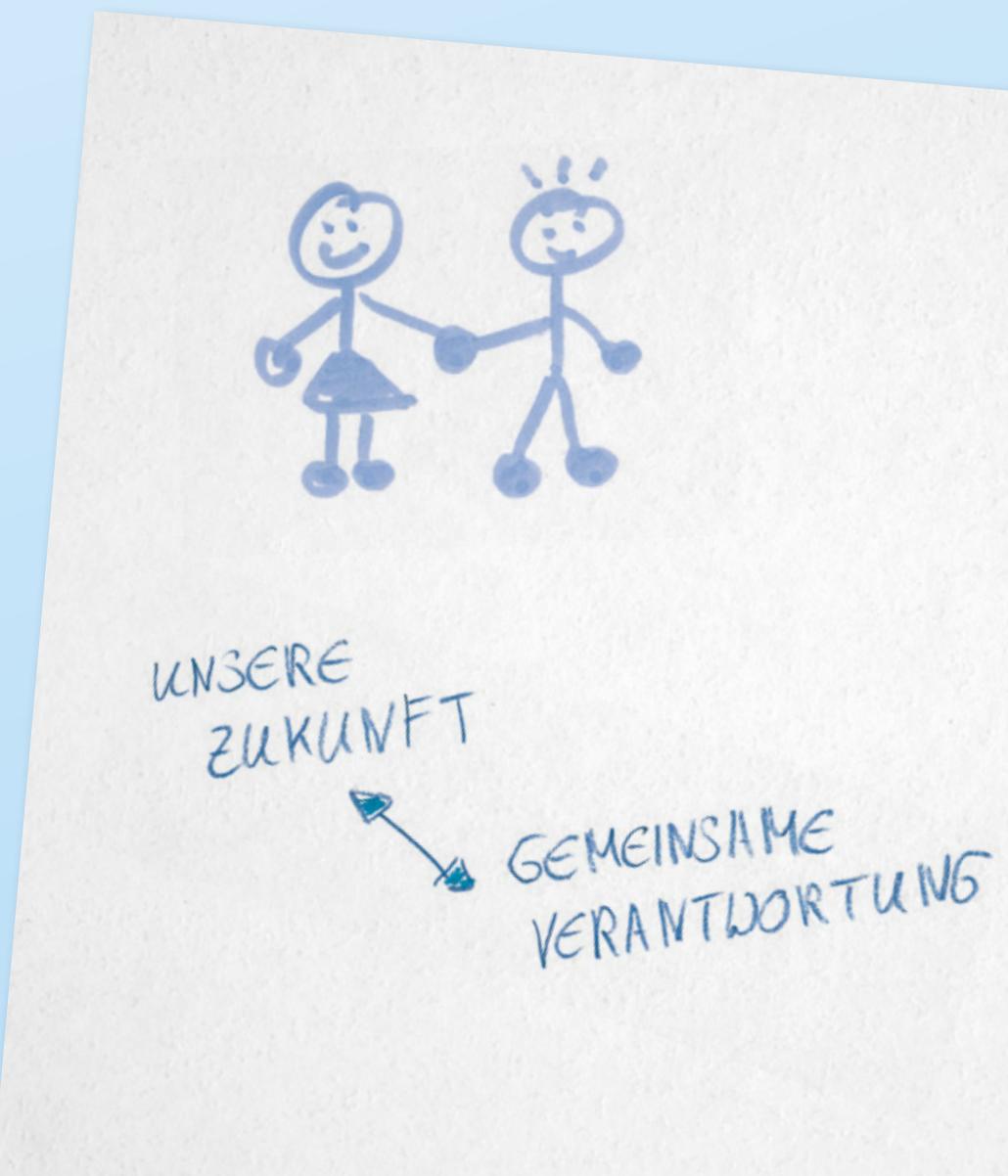
Mitarbeiterzahl unter Vorjahr. Die Zahl unserer Mitarbeiter dürfte sich 2014 weiter verringern. Im Rahmen unseres Effizienzsteigerungsprogramms werden wir in nahezu allen Unternehmensbereichen, unseren IT- und Servicegesellschaften sowie der RWE AG Stellen abbauen.

Sachinvestitionen für 2014 auf 4,5 Mrd. € veranschlagt. Unsere Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte werden sich von 2014 bis 2016 auf rund 11 Mrd. € summieren. Darin enthalten ist der Mitteleinsatz unserer zum Verkauf stehenden Upstream-Tochter RWE Dea, den wir für den Dreijahreszeitraum auf 3 Mrd. € veranschlagen. Ein Betrag in ähnlicher Höhe ist für die Instandhaltung und Erweiterung unserer Strom- und Gasnetze vorgesehen. Für den Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind rund 1 Mrd. € eingeplant. Dabei konzentrieren wir uns auf den Bau von Windkraftanlagen an Land und im Meer. Darüber hinaus wollen wir 2014 die beiden Steinkohledoppelblöcke in Hamm (1.528 MW) und Eemshaven (1.554 MW) fertigstellen und damit unser Kraftwerksneubauprogramm abschließen. Im laufenden Jahr werden sich die Investitionen in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte (inkl. RWE Dea) voraussichtlich auf etwa 4,5 Mrd. € belaufen und damit auf dem Niveau von 2013 liegen.

Nettoschulden in der Größenordnung des Vorjahres. Wir haben uns vorgenommen, unsere Investitionen und Auschüttungen ab 2015 vollständig durch den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit zu finanzieren. Im laufenden Jahr werden wir dieses Ziel aber wohl noch nicht erreichen. Unsere Nettoschulden dürften Ende 2014 in etwa auf dem Niveau von 2013 (30,7 Mrd. €) liegen. Auch hier sind keine Effekte aus einer möglichen Veräußerung von RWE Dea berücksichtigt. Darüber hinaus unterstellen wir, dass das Zinsniveau stabil bleibt – und damit auch die Abzinsungsfaktoren für die langfristigen Rückstellungen. Aus unseren Prognosen zu den Nettoschulden und zum EBITDA ergibt sich, dass der Quotient aus beiden Größen, der Verschuldungsfaktor, deutlich über dem Vorjahreswert (3,5) liegen wird. Die Obergrenze von 3,0, die wir uns gesetzt haben, wollen wir aber mittelfristig wieder einhalten.

Ungünstige Marktlage für Gaskraftwerke bremst Senkung der CO₂-Emissionen. Bis 2020 wollen wir den Kohlendioxidausstoß unseres Kraftwerksparks auf 0,62 Tonnen je MWh Strom senken. Dabei setzen wir auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Außerdem wird der durchschnittliche Wirkungsgrad unseres Kraftwerksparks weiter ansteigen und damit die spezifischen Emissionen zurückgehen. Die Weichen dafür haben wir mit unserem Kraftwerksneubauprogramm gestellt, das 2014 abgeschlossen werden soll. Sechs der darin enthaltenen neun Anlagen sind hochmoderne Gaskraftwerke. Wegen ungünstiger Marktbedingungen für diese vergleichsweise emissionsarme Erzeugungstechnologie kann das Programm allerdings noch nicht den erhofften Beitrag zur Emissionssenkung leisten. Dies dürfte auch 2014 so bleiben. Daher gehen wir nicht davon aus, dass sich unser Emissionsfaktor gegenüber 2013 (0,76 Tonnen je MWh) wesentlich verringert. Einen schwach positiven Einfluss versprechen wir uns allerdings davon, dass der Anteil älterer Steinkohlekraftwerke an unserer Stromproduktion wegen Kapazitätsreduktionen leicht rückläufig sein dürfte.

2 UNSERE VERANTWORTUNG



2.1 BERICHT DES AUFSICHTSRATS

Ihr gealterter Aktionär,

der Aufsichtsrat hat im Geschäftsjahr 2013 sämtliche ihm nach Gesetz und Satzung obliegenden Aufgaben wahrgenommen. Wir haben den Vorstand bei der Leitung des Unternehmens regelmäßig beraten und seine Maßnahmen überwacht. In alle grundlegenden Entscheidungen waren wir eingebunden. Der Vorstand berichtete uns schriftlich und mündlich über wesentliche Aspekte der Geschäftsentwicklung. Dies geschah regelmäßig, umfassend und zeitnah. Ebenso gründlich wurden wir über die aktuelle Ertragssituation, über die Risiken und über deren Management informiert.

Der Aufsichtsrat trat im Berichtsjahr viermal zusammen. An drei Sitzungen nahmen alle 20 und an einer 19 Mitglieder des Gremiums teil. Entscheidungen wurden auf der Grundlage von ausführlichen Berichten und Beschlussvorschlägen des Vorstands getroffen. Informationen über Projekte und Vorgänge von besonderer Bedeutung oder Dringlichkeit erhielten wir auch außerhalb der Sitzungen. Der Aufsichtsrat hat die nach Gesetz oder Satzung erforderlichen Beschlüsse gefasst. Sofern erforderlich, geschah dies auch im Umlaufverfahren. Als Vorsitzender des Aufsichtsrats stand ich in ständigem Kontakt mit dem Vorstandsvorsitzenden. Ereignisse von außerordentlicher Bedeutung für die Lage und Entwicklung des Konzerns konnten somit unverzüglich erörtert werden.

Beratungsschwerpunkte. Zu den zentralen Themen unserer Beratungen zählten 2013 die schwierige Lage in der konventionellen Stromerzeugung und ihre Auswirkungen auf RWE sowie notwendige Maßnahmen zur Stärkung der Ertrags- und Finanzkraft des Unternehmens. Letztere umfassen u.a. zusätzliche Effizienzverbesserungen, Investitionskürzungen und eine Anpassung der Dividendenpolitik. Weitere Beratungsschwerpunkte waren die Veräußerungen von NET4GAS und von Excelerate Energy. Der Vorstand hat uns regelmäßig über die finanzielle Lage des Konzerns, laufende juristische Verfahren, die Preisrevision mit Gazprom, Wertberichtigungsbedarf in der konventionellen Stromerzeugung, aktuelle Entwicklungen an den Energiemarkten und Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen informiert. In der Sitzung am 12. Dezember 2013 haben wir nach intensiven Beratungen die Planung des Vorstands für das Jahr 2014 und die Vorschau auf die Geschäftsjahre 2015 und 2016 verabschiedet. Abweichungen von früher aufgestellten Planungen und Zielen wurden uns ausführlich erläutert.

Interessenkonflikte. Die Mitglieder des Aufsichtsrats sind gehalten, unverzüglich offenzulegen, wenn bei ihnen Interessenkonflikte auftreten. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lagen keine solchen Mitteilungen vor.

Ausschüsse. Der Aufsichtsrat hat fünf Ausschüsse, deren Mitglieder auf Seite 227 aufgeführt sind. Die Ausschüsse haben die Aufgabe, die bei Aufsichtsratssitzungen anstehenden Themen und Beschlüsse vorzubereiten. Zum Teil nehmen sie auch Entscheidungsbefugnisse wahr, die ihnen vom Aufsichtsrat übertragen wurden. Über die Arbeit der Ausschüsse haben deren Vorsitzende den Aufsichtsrat regelmäßig informiert.

Das **Präsidium** kam im Geschäftsjahr 2013 zu einer Sitzung zusammen. Unter anderem leistete es Vorarbeiten für die Beratungen des Aufsichtsrats über die Planung für das Geschäftsjahr 2014 und die Vorschau auf die Jahre 2015 und 2016.



Dr. Manfred Schneider

Vorsitzender des Aufsichtsrats der RWE AG

Der **Prüfungsausschuss** tagte fünfmal. Er beschäftigte sich intensiv mit den Quartalsfinanzberichten, dem Halbjahresabschluss und den Jahresabschlüssen. Die Abschlüsse erörterte er vor Veröffentlichung mit dem Vorstand. Der Abschlussprüfer nahm an den Beratungen in allen Ausschusssitzungen teil und berichtete über die Ergebnisse seiner Prüfung bzw. prüferrischen Durchsicht. Der Prüfungsausschuss bereitete außerdem die Erteilung des Prüfungsauftrags an den Abschlussprüfer vor. Dabei legte er auch die Prüfungsschwerpunkte und die Honorarvereinbarung fest. Sein Augenmerk richtete der Ausschuss insbesondere auf das Risikomanagementsystem des Konzerns und das rechnungslegungsbezogene interne Kontrollsysteem. Darüber hinaus befasste er sich mit Compliance-Fragen und mit der Planung und den Ergebnissen der internen Revision. Im Berichtsjahr stand eine Vielzahl weiterer Themen auf der Agenda des Ausschusses, so u. a. die Risikosituation des RWE-Konzerns nach dem Gesetz zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG), die Weiterentwicklung des internen Kontrollsysteams von RWE Supply & Trading, der Stand der Arbeiten zum Aufbau von Shared Service Centers für ausgewählte Dienstleistungsprozesse, die wirtschaftliche Situation in der Stromerzeugung und im Netzgeschäft, die Investitionstätigkeit des Konzerns in den vergangenen Jahren, die Neubauprogramme von RWE Innogy, Maßnahmen zur Bekämpfung von Kriminalität und zur Wahrung der Informationssicherheit, die Ergebnisse der Prüfung der Werthaltigkeit von Erzeugungsanlagen, Gasspeichern und Geschäfts- oder Firmenwerten, das Schiedsverfahren mit Gazprom sowie die steuerliche und rechtliche Situation des RWE-Konzerns.

Der **Personalausschuss** trat zweimal zusammen. Er befasste sich im Wesentlichen mit der Höhe der Vorstandsbezüge und der Struktur des Vergütungssystems. Außerdem bereitete er die Personalentscheidungen des Aufsichtsrats vor.

Der **Nominierungsausschuss** tagte einmal, um die Wahlvorschläge für die Hauptversammlung am 18. April 2013 vorzubereiten.

Der **Vermittlungsausschuss** nach § 27 Abs. 3 des Gesetzes über die Mitbestimmung der Arbeitnehmer (MitbestG) musste auch im Geschäftsjahr 2013 nicht einberufen werden.

Jahresabschluss 2013. Die PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft hat den vom Vorstand nach den Regeln des HGB aufgestellten Jahresabschluss 2013 der RWE AG, den gemäß § 315a HGB nach International Financial Reporting Standards (IFRS) aufgestellten Konzernabschluss und den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern unter Einbeziehung der Buchführung geprüft und mit dem uneingeschränkten Bestätigungsvermerk versehen. PricewaterhouseCoopers hat zudem festgestellt, dass der Vorstand ein geeignetes Risikofrüherkennungssystem eingerichtet hat. Die Gesellschaft war von der Hauptversammlung am 18. April 2013 zum Abschlussprüfer gewählt und vom Aufsichtsrat mit der Prüfung des Jahres- und Konzernabschlusses beauftragt worden. Die Jahresabschlussunterlagen, der Geschäftsbericht und die Prüfungsberichte wurden den Mitgliedern des Aufsichtsrats rechtzeitig zugeleitet. Darüber hinaus erläuterte der Vorstand die Unterlagen in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats vom 25. Februar 2014. Die Abschlussprüfer berichteten in dieser Sitzung über die wesentlichen Ergebnisse der Prüfung und standen für ergänzende Auskünfte zur Verfügung. Der Prüfungsausschuss hatte sich bereits in seiner Sitzung vom 24. Februar 2014 im Beisein der Abschlussprüfer mit den Jahresabschlüssen der RWE AG und des Konzerns sowie den Prüfungsberichten eingehend auseinandergesetzt; dem Aufsichtsrat hatte er empfohlen, die Abschlüsse zu billigen und dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands zuzustimmen.

In der Sitzung vom 25. Februar 2014 hat der Aufsichtsrat den Jahresabschluss der RWE AG, den Konzernabschluss, den zusammengefassten Lagebericht für die RWE AG und den Konzern sowie den Vorschlag des Vorstands für die Verwendung des Bilanzgewinns geprüft und keine Einwendungen erhoben. Wie vom Prüfungsausschuss empfohlen, stimmte er dem Ergebnis der Prüfung beider Abschlüsse zu und billigte den Jahresabschluss der RWE AG und den Konzernabschluss. Der Jahresabschluss 2013 ist damit festgestellt. Der Aufsichtsrat schließt sich dem Gewinnverwendungsvorschlag des Vorstands an, der eine Dividende von 1 € je Aktie vorsieht.

Personelle Veränderungen in Aufsichtsrat und Vorstand. Im Aufsichtsrat der RWE AG gab es zwei Personalveränderungen, die die Aktionärsseite betrafen: Dr. Werner Brandt und Prof. Dr. Hans-Peter Keitel sind durch die Hauptversammlung am 18. April 2013 zu Mitgliedern des Gremiums gewählt worden. Sie folgten Dr. Paul Achleitner und Carl-Ludwig von Boehm-Bezing nach, die mit Ablauf der Hauptversammlung aus dem Aufsichtsrat ausschieden. Dies wirkte sich auch auf die Besetzung der Ausschüsse des Aufsichtsrats aus. Unter anderem ist Dr. Werner Brandt gemäß § 100 Abs. 5 AktG als unabhängiger Finanzexperte des Aufsichtsrats und des Prüfungsausschusses benannt worden. Diese Funktion war zuvor von Carl-Ludwig von Boehm-Bezing ausgeübt worden.

Verändert hat sich auch die Besetzung des Vorstands der RWE AG: Dr. Leonhard Birnbaum, im Vorstand zuständig für Kommerzielle Steuerung, hat sein Amt am 22. März 2013 mit sofortiger Wirkung niedergelegt. Der Aufsichtsrat hat entschieden, dass kein Nachfolger für Dr. Leonhard Birnbaum bestellt wird, sondern seine Aufgaben auf bestehende Ressorts übergehen. Uwe Tigges hat zum 1. April 2013 das Amt des Arbeitsdirektors von Alwin Fitting übernommen, der Ende März in den Ruhestand getreten war.

Im Namen des Aufsichtsrats danke ich den Herren Achleitner, von Boehm-Bezing, Birnbaum und Fitting für ihren Einsatz und ihre Leistungen zum Wohle des Unternehmens.

Dank für Engagement und Loyalität. Rückblickend auf 2013 ist festzuhalten, dass die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Energieversorger wie RWE noch schwieriger geworden sind. Das Unternehmen steht vor gewaltigen Herausforderungen, denen es u. a. mit massiven Kostensenkungen begegnet. Bedauerlicherweise sind diese notwendigen Maßnahmen für viele Beschäftigte mit teilweise schmerzhaften Einschnitten verbunden. Umso höher ist die Leistung der über 66.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter von RWE zu bewerten, die sich engagiert und loyal für den Erfolg und die Zukunft des Unternehmens einsetzen. Ihnen allen möchten wir an dieser Stelle herzlich danken.

Für den Aufsichtsrat



Dr. Manfred Schneider
Vorsitzender

Essen, 25. Februar 2014

2.2 CORPORATE GOVERNANCE

Unsere Grundsätze zur Führung und Kontrolle des Unternehmens orientieren sich an den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Diese haben wir in der Vergangenheit meist vollständig eingehalten. Zu Abweichungen kam es i.d.R. nur dann, wenn der Kodex weiterentwickelt wurde und die Umsetzung der neuen Empfehlungen Zeit erforderte. Unsere Entschlussserklärung vom Februar 2013 enthielt deshalb noch zwei Einschränkungen. Mit einer Reform der Vergütung des Aufsichtsrats und der Festlegung eines Ziels hinsichtlich der Zahl seiner unabhängigen Mitglieder haben wir erreicht, dass RWE den Kodexempfehlungen nun wieder vollständig entspricht.

Der Deutsche Corporate Governance Kodex. Der Begriff Corporate Governance bezeichnet den Ordnungsrahmen für die Leitung und Überwachung von Unternehmen. Dieser muss nach breiter Auffassung darauf ausgerichtet sein, dass Vorstand und Aufsichtsrat im Einklang mit den Prinzipien der sozialen Marktwirtschaft für den Bestand des Unternehmens und seine nachhaltige Wertschöpfung sorgen. Empfehlungen und Anregungen, wie dieser Anspruch bei der Führung und Kontrolle von Unternehmen umgesetzt werden kann, sind im Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK) zusammengefasst. Der Kodex, an dem auch wir uns orientieren, soll das Vertrauen von Anlegern, Kunden, Mitarbeitern und Öffentlichkeit in deutsche börsennotierte Unternehmen stärken. Vorgelegt wird er von der Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex: Sie hat ihn in erster Fassung im Februar 2002 bekannt gemacht. Seitdem überprüft sie den Kodex Jahr für Jahr vor dem Hintergrund nationaler und internationaler Entwicklungen und passt ihn bei Bedarf an.

Auch im vergangenen Jahr hat die Kommission den Kodex weiterentwickelt. Seine aktuelle Fassung wurde am 10. Juni 2013 im Bundesanzeiger veröffentlicht.

Vorstandsvergütung und Vergütungsbericht. Bei der Kodexüberarbeitung von 2013 ging es vorrangig um die Vergütung des Vorstands sowie die Art und Weise, wie Unternehmen darüber berichten. Dazu sind einige neue Empfehlungen in den Kodex aufgenommen worden:

- Gemäß Ziffer 4.2.3 Abs. 2 S. 5 und 6 DCGK sollen die individuelle Vergütung insgesamt und ihre variablen Komponenten betragsmäßige Höchstgrenzen aufweisen. Die variablen Vergütungsteile sollen dabei auf anspruchsvolle, relevante Vergleichsparameter bezogen sein. Diesen Empfehlungen wird das derzeitige Vergütungssystem für die Vorstände der RWE AG bereits gerecht.

- Gemäß Ziffer 4.2.2 Abs. 2 S. 3 DCGK soll der Aufsichtsrat das Verhältnis der Vorstandsvergütung zur Vergütung des oberen Führungskreises und der Belegschaft insgesamt berücksichtigen, und zwar auch in der zeitlichen Entwicklung. Dafür legt er fest, wie der obere Führungskreis und die relevante Belegschaft abzugrenzen sind. Der Aufsichtsrat der RWE AG hat seit Einführung dieser Empfehlung noch keine Entscheidungen über die Vorstandsvergütung getroffen. Er hat die genannten Festlegungen aber inzwischen vorgenommen und wird sicherstellen, dass künftige Beschlüsse zur Vorstandsvergütung im Einklang mit der neuen Empfehlung stehen.
- Nach Ziffer 4.2.3 Abs. 3 DCGK soll der Aufsichtsrat bei Versorgungszusagen das jeweils angestrebte Versorgungsniveau – auch nach der Dauer der Vorstandszugehörigkeit – festlegen und den daraus abgeleiteten jährlichen sowie den langfristigen Aufwand für das Unternehmen berücksichtigen. Für die RWE AG hat diese Empfehlung derzeit keine Bedeutung, da neuen Vorstandsmitgliedern seit 2011 keine Versorgungszusagen mehr gewährt werden.
- Ziffer 4.2.5 Abs. 3 DCGK enthält die Empfehlung, dass im Vergütungsbericht für Geschäftsjahre, die nach dem 31. Dezember 2013 beginnen, für jedes Vorstandsmitglied folgende Vergütungskomponenten separat dargestellt werden:
 - die für das Berichtsjahr gewährten Zuwendungen einschließlich der Nebenleistungen, bei variablen Vergütungsteilen ergänzt um die erreichbare Maximal- und Minimalvergütung;
 - der Zufluss im bzw. für das Berichtsjahr aus Fixvergütung, kurzfristiger variabler Vergütung und langfristiger variabler Vergütung mit Differenzierung nach den jeweiligen Bezugsjahren;
 - bei der Altersversorgung und sonstigen Versorgungsleistungen der Versorgungsaufwand im bzw. für das Berichtsjahr.

Für die genannten Informationen sollen dem Kodex beigefügte Mustertabellen verwendet werden. RWE ist der Empfehlung bereits mit dem Vergütungsbericht für das Geschäftsjahr 2013 gefolgt (siehe Seite 114 ff.).

Vergütung des Aufsichtsrats. Die Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodex hatte auch 2012 einige Anpassungen beim DCGK vorgenommen. Die geänderte Fassung des Kodex war zum 15. Juni des gleichen Jahres bekannt gemacht worden. RWE konnte den neuen Empfehlungen nicht sofort vollumfänglich entsprechen, hat allerdings 2013 die dafür erforderlichen Maßnahmen ergriffen.

Im Rahmen der Kodexüberarbeitung von 2012 war Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 1 DCGK a.F. gestrichen worden, wonach die Mitglieder des Aufsichtsrats neben einer festen eine erfolgsorientierte Vergütung erhalten sollen. Seither ist auch eine reine Festvergütung kodexkonform. Darüber hinaus hatte die Regierungskommission in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK die neue Empfehlung eingeführt, wonach in Fällen, in denen eine erfolgsorientierte Vergütung gewährt wird, diese auf eine nachhaltige Unternehmensentwicklung ausgerichtet sein soll. Hinter den Neuerungen stand die Auffassung, dass sich der Aufsichtsrat bei der Wahrnehmung seiner Kontrollfunktion nicht vom kurzfristigen Unternehmenserfolg leiten lassen solle.

Vor diesem Hintergrund hat der Aufsichtsrat der RWE AG der Hauptversammlung vom 18. April 2013 eine Umstellung der – bis dato dividendenabhängigen – Aufsichtsratsvergütung auf eine reine Festvergütung vorgeschlagen (siehe auch Seite 114). Die Hauptversammlung ist dem gefolgt und hat die Satzung der RWE AG entsprechend angepasst. Um die Ausrichtung ihrer Interessen auf den nachhaltigen Unternehmenserfolg zu bekräftigen, haben die Mitglieder des Aufsichtsrats im Zusammenhang mit der Vergütungsanpassung im Rahmen einer Selbstverpflichtung erklärt, dass sie für 25% der gewährten festen Vergütung (vor Abzug von Steuern) RWE-Aktien kaufen und während der gesamten Dauer ihrer Mitgliedschaft im Aufsichtsrat halten werden. Bei Mitgliedern des Gremiums, die Teile ihrer Vergütung nach den Richtlinien des Deutschen Gewerkschaftsbundes an die Hans-Böckler-Stiftung oder aufgrund einer dienst- oder arbeitsvertraglichen Verpflichtung an den Dienstherrn oder Arbeitgeber abführen, bezieht sich die Selbstverpflichtung auf den nicht abgeführtten Teil; werden 85% und mehr abgeführt, entfällt sie ganz.

Mit der Anpassung der Aufsichtsratsvergütung ist gewährleistet, dass RWE der Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK entspricht. Für das alte Vergütungssystem konnte dies nicht mit hinreichender Rechtssicherheit festgestellt werden. Daher hatten wir in der Entsprechenserklärung vom 27. Februar 2013 vorsorglich eine Abweichung von dieser Empfehlung erklärt (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 110).

Unabhängigkeit der Aufsichtsratsmitglieder. Eine weitere Neuerung von 2012, der RWE nicht unmittelbar entsprechen konnte, bezog sich auf Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK, wonach der Aufsichtsrat für seine Zusammensetzung konkrete Ziele benennen soll. In die Zielvorgaben war fortan auch die Zahl der unabhängigen Mitglieder aufzunehmen. Nach Ziffer 5.4.2 DCGK ist ein Aufsichtsratsmitglied „insbesondere dann nicht als unabhängig anzusehen, wenn es in einer persönlichen oder einer geschäftlichen Beziehung zu der Gesellschaft, deren Organen, einem kontrollierenden Aktionär oder einem mit diesem verbundenen Unternehmen steht, die einen wesentlichen und nicht nur vorübergehenden Interessenkonflikt begründen kann.“

Nach der gebotenen Vorarbeit hat der Aufsichtsrat der RWE AG in seiner Sitzung vom 12. Dezember 2013 das Ziel festgelegt, dass mindestens zwölf seiner insgesamt 20 Mitglieder unabhängig sein sollen. Dabei gelten die Vertreter der Arbeitnehmerseite nicht bereits deshalb als unabhängig, weil sie sich in einem Anstellungsverhältnis zur RWE AG oder einem Konzernunternehmen befinden, sondern nur dann, wenn zusätzliche Tatbestände eine Abhängigkeit begründen, die sich von der eines vergleichbaren Arbeitnehmers unterscheidet. Die Zielvorgabe zur Anzahl der unabhängigen Mitglieder im Aufsichtsrat wird bereits in der aktuellen Zusammensetzung des Gremiums erfüllt. Sie ist zugleich Richtschnur für künftige Besetzungen.

Mit den dargestellten Beschlüssen zur Vergütung des Aufsichtsrats und zur Zahl seiner unabhängigen Mitglieder wurden die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass RWE für den Zeitraum ab 12. Dezember 2013 wieder eine uneingeschränkte Entsprechenserklärung abgeben kann.

Umsetzung der Diversity-Ziele. Gemäß Ziffer 5.4.1 DCGK soll der Aufsichtsrat nicht nur konkrete Ziele für seine Zusammensetzung benennen, sondern auch über die Zielsetzung und den Stand der Umsetzung im Corporate-Governance-Bericht informieren. Der Aufsichtsrat der RWE AG hat im Dezember 2011 ein Anforderungsprofil für Mitglieder des Gremiums verabschiedet und dabei insbesondere Ziele im Hinblick auf die soziale Vielfalt (Diversity) formuliert (siehe Geschäftsbericht 2011, Seite 106 f.). Unter anderem wurde festgelegt, dass der Anteil von Frauen im Aufsichtsrat mittelfristig von 15 auf 20% steigen soll. Im Jahr 2013 gab es zwei Neubesetzungen im Aufsichtsrat, die keinen Einfluss auf den bereits berichteten Stand der Umsetzung unserer Diversity-Ziele hatten.

Directors' Dealings und mögliche Interessenkonflikte. Ein Kernelement guter Corporate Governance ist Transparenz. Sie ist gerade dann unverzichtbar, wenn Transaktionen des Vorstands zu Interessenkonflikten führen können. Die Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats haben uns keine solchen Interessenkonflikte gemeldet. Darüber hinaus wurden keine Verträge zwischen Mitgliedern des Aufsichtsrats und der RWE AG geschlossen.

Im Berichtsjahr haben Mitglieder des Vorstands und Mitglieder des Aufsichtsrats RWE-Aktien erworben. Verkäufe wurden uns nicht gemeldet. Die Geschäfte sind durch Mitteilungen gemäß § 15a Wertpapierhandelsgesetz (WpHG) bekannt gemacht worden. Wir haben europaweit darüber informiert. Die direkt oder indirekt von den Mitgliedern des Vorstands oder Aufsichtsrats gehaltenen RWE-Aktien und sich darauf beziehende Finanzinstrumente machen in Summe weniger als 1 % des Aktienkapitals aus.

Weiter gehende Informationen. Über unsere Corporate-Governance-Praxis informieren wir im Internet unter www.rwe.com/corporate-governance. Hier finden sich auch unsere Satzung, die Geschäftsordnungen des Aufsichtsrats und des Vorstands, der RWE-Verhaltenskodex, sämtliche Corporate-Governance-Berichte und Entsprechenserklärungen sowie die Erklärung zur Unternehmensführung gemäß § 289a HGB.

Unsere börsennotierte Konzerngesellschaft Lechwerke AG setzt den DCGK ebenfalls um; hier sind Besonderheiten der Konzernbindung zu berücksichtigen. Über Abweichungen von den Kodexempfehlungen informiert die Lechwerke AG in ihrer Entsprechenserklärung.

Entsprechenserklärung gemäß § 161 Aktiengesetz. Vorstand und Aufsichtsrat der RWE Aktiengesellschaft geben nach pflichtgemäßer Prüfung die folgende Entsprechenserklärung ab:

Im Zeitraum vom 27. Februar 2013 (Datum der letzten Entsprechenserklärung) bis zum 18. April 2013 hat die RWE Aktiengesellschaft den Empfehlungen der Regierungskommission Deutscher Corporate Governance Kodek in der am 15. Juni 2012 im Bundesanzeiger bekannt gemachten Fassung mit folgenden Einschränkungen entsprochen:

- Die Empfehlung in Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK war nicht vollständig umgesetzt. Der Aufsichtsrat hatte noch keine Zielvorgabe zur Anzahl seiner unabhängigen Mitglieder im Sinne der Ziffer 5.4.2 DCGK gemacht.
- Der Aufsichtsrat der RWE AG erhielt neben der fixen eine erfolgsabhängige Vergütung, die von der Höhe der Dividende abhing. Der Dividendenvorschlag wiederum orientierte sich an dem um Sondereffekte bereinigten, nachhaltigen Nettoergebnis des RWE-Konzerns. Ob RWE damit die Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK erfüllte, konnte nicht mit hinreichender Rechtssicherheit festgestellt werden. Wir erklären für den genannten Zeitraum daher vorsorglich die Abweichung von dieser Empfehlung.

Im Zeitraum vom 19. April bis zum 11. Dezember 2013 hat die RWE Aktiengesellschaft zusätzlich der Empfehlung in Ziffer 5.4.6 Abs. 2 S. 2 DCGK entsprochen, während die Abweichung von der Empfehlung in Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK fortbestand. Beide Empfehlungen sind in der zwischenzeitlich am 10. Juni 2013 im Bundesanzeiger bekannt gemachten aktuellen Fassung des DCGK unverändert geblieben.

Seit dem 12. Dezember 2013 entspricht die RWE Aktiengesellschaft auch der Empfehlung in Ziffer 5.4.1 Abs. 2 DCGK und damit sämtlichen Empfehlungen des Kodek.

RWE Aktiengesellschaft

Für den Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider

Essen, 25. Februar 2014

Für den Vorstand

Peter Terium

Dr. Rolf Martin Schmitz

2.3 VERGÜTUNGSBERICHT

Eine transparente Berichterstattung über die Vergütung von Aufsichtsrat und Vorstand gehört für uns zu den Kern-elementen guter Corporate Governance. Im Folgenden informieren wir über die Grundsätze des Vergütungssystems der RWE AG sowie über die Struktur und Höhe der Leistungen. Der Vergütungsbericht 2013 berücksichtigt alle gesetzlichen Vorgaben und folgt vollumfänglich den Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Er ist Bestandteil des zusammengefassten Lageberichts.

Struktur der Vergütung des Aufsichtsrats

Grundlegende Reform des Vergütungssystems. Die Vergütung des Aufsichtsrats wird in der Satzung der RWE AG geregelt. Sie ist durch Beschluss der Hauptversammlung vom 18. April 2013 geändert worden. Die Satzung sieht seither eine reine Festvergütung vor, die wegen ihrer Unabhängigkeit vom kurzfristigen Unternehmenserfolg der Kontrollfunktion des Aufsichtsrats besser Rechnung trägt. Die Festvergütung entspricht zudem den aktuellen Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex. Die Neuerungen der Vergütung des Aufsichtsrats der RWE AG werden nachfolgend erläutert.

Vergütung für Aufsichtsratstätigkeiten. Nach der bis zum 18. April 2013 gültigen Altregelung erhielten Mitglieder des Aufsichtsrats nach dem Ende eines Geschäftsjahres eine Festvergütung von 40 Tsd. €. Die Vergütung erhöhte sich um 225 € je 0,01 € Gewinnanteil, der über einen Gewinnanteil von 0,10 € je Stammaktie hinaus ausgeschüttet wurde. Von dem so ermittelten Betrag (einfacher Vergütungssatz) erhielt der Vorsitzende des Aufsichtsrats das Dreifache und sein Stellvertreter das Zweifache. Die seit dem 19. April 2013 anzuwendende Neuregelung sieht demgegenüber eine reine Festvergütung vor: Den Mitgliedern des Aufsichtsrats werden pro Geschäftsjahr 100 Tsd. € gezahlt, dem Vorsitzenden 300 Tsd. € und seinem Stellvertreter 200 Tsd. €.

Vergütung für Ausschusstätigkeiten. Mitgliedern von Ausschüssen des Aufsichtsrats wurde nach der Altregelung das Eineinhalbfache und Vorsitzenden von Ausschüssen das Zweifache des einfachen Vergütungssatzes gewährt. Nach der Neuregelung erhalten Mitglieder des Prüfungsausschusses ein zusätzliches Entgelt von 40 Tsd. €. Für den Vorsitzenden dieses Ausschusses erhöht sich der Betrag auf 80 Tsd. €. Bei den sonstigen Ausschüssen – mit Ausnahme des Nominierungsausschusses – werden den Mitgliedern und Vorsitzenden zusätzlich 20 Tsd. € bzw. 40 Tsd. € gezahlt. Sowohl für die Alt- als auch für die Neuregelung gelten folgende Grundsätze: Eine Ausschussvergütung wird nur dann geleistet, wenn der jeweilige Ausschuss mindestens einmal im Geschäftsjahr tätig geworden ist. Aufsichtsratsmitglieder, die zur gleichen Zeit mehrere Ämter in dem Gremium ausüben, erhalten nur die Vergütung für das am höchsten vergütete Amt. Übt ein Mitglied des Aufsichtsrats bestimmte Funktionen nur für einen Teil des Geschäftsjahrs aus, so wird die Vergütung zeitanteilig gewährt. Auslagen werden erstattet.

Gemäß Hauptversammlungsbeschluss vom 18. April 2013 wurde die Vergütung des Aufsichtsrats für das Geschäftsjahr 2013 zeitanteilig nach der bis zum 18. April 2013 gültigen Altregelung und der seit dem 19. April 2013 anzuwendenden Neuregelung ermittelt.

Höhe der Vergütung des Aufsichtsrats

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich für das Geschäftsjahr 2013 auf 2.704 Tsd. € (Vorjahr: 2.659 Tsd. €). Davon entfielen 167 Tsd. € (Vorjahr: 120 Tsd. €) auf Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften und 71 Tsd. € (Vorjahr: 58 Tsd. €) auf die Erstattung von Auslagen (inkl. Umsatzsteuer). Die Grundvergütung betrug 2.466 Tsd. €

(Vorjahr: 2.481 Tsd. €); davon wurden 434 Tsd. € (Vorjahr: 573 Tsd. €) für Tätigkeiten in den Ausschüssen des Aufsichtsrats gewährt. Die folgenden Tabellen zeigen die Grundvergütung für alle Personen, die dem Aufsichtsrat in den Jahren 2012 und 2013 angehört haben, und die darin enthaltene Vergütung für Tätigkeiten in Ausschüssen.

Grundvergütung des Aufsichtsrats ¹ in Tsd. €	Vergütung bis 18.04.2013		Vergütung ab 19.04.2013		Gesamt	
	fest	variabel ²	fest	fest	2013	2012
Dr. Manfred Schneider, Vorsitzender	36	18	211		265	249
Frank Bsirske, stellv. Vorsitzender	24	12	141		177	166
Dr. Paul Achleitner (bis 18.04.2013)	18	9	–		27	124
Werner Bischoff	18	9	99		126	124
Carl-Ludwig von Boehm-Bezing (bis 18.04.2013)	24	12	–		36	166
Reiner Böhle (seit 01.01.2013)	18	9	84		111	–
Heinz Büchel (bis 31.12.2012)	–	–	–		–	124
Dr. Werner Brandt (seit 18.04.2013)	–	–	127		127	–
Dieter Faust	18	9	99		126	124
Roger Graef	12	6	70		88	83
Arno Hahn	18	9	99		126	59
Manfred Holz	18	9	84		111	124
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel (seit 18.04.2013)	–	–	84		84	–
Frithjof Kühn	18	9	84		111	124
Hans Peter Lafos	12	6	70		88	83
Christine Merkamp	12	6	70		88	83
Dagmar Mühlenfeld	18	9	84		111	124
Dagmar Schmeer	18	9	84		111	124
Prof. Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz	18	9	99		126	124
Dr. Wolfgang Schüssel	12	6	84		102	83
Ullrich Sierau	18	9	99		126	124
Uwe Tigges (bis 30.06.2012)	–	–	–		–	62
Manfred Weber	18	9	84		111	124
Dr. Dieter Zetsche	12	6	70		88	83
Gesamt	360	180	1.926		2.466	2.481

1 Aufsichtsratsmitglieder, die im Jahresverlauf aus dem Gremium ausgeschieden oder ihm beigetreten sind, erhalten eine zeitanteilige Vergütung.

2 Die variable Vergütung ist von der Dividende für das Geschäftsjahr 2013 abhängig. Die ausgewiesenen Werte basieren auf dem Dividendenvorschlag in Höhe von 1 € je Aktie und stehen unter dem Vorbehalt des Gewinnverwendungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 16. April 2014.

Vergütung für Tätigkeiten in Aufsichtsratsausschüssen ¹	Vergütung bis 18.04.2013		Vergütung ab 19.04.2013		Gesamt	
	fest	variabel ²	fest	fest	2013	2012
in Tsd. €						
Dr. Paul Achleitner (bis 18.04.2013)	6	3	-	-	9	41
Werner Bischoff	6	3	28	-	37	41
Carl-Ludwig von Boehm-Bezing (bis 18.04.2013)	12	6	-	-	18	83
Reiner Böhle (seit 01.01.2013)	6	3	14	-	23	-
Dr. Werner Brandt (seit 18.04.2013)	-	-	56	-	56	-
Heinz Büchel (bis 31.12.2012)	-	-	-	-	-	41
Dieter Faust	6	3	28	-	37	41
Arno Hahn	6	3	28	-	37	18
Manfred Holz	6	3	14	-	23	41
Prof. Dr. Hans-Peter Keitel (seit 18.04.2013)	-	-	14	-	14	-
Frithjof Kühn	6	3	14	-	23	41
Dagmar Mühlenfeld	6	3	14	-	23	41
Dagmar Schmeer	6	3	14	-	23	41
Prof. Dr.-Ing. Ekkehard D. Schulz	6	3	28	-	37	41
Dr. Wolfgang Schüssel	-	-	14	-	14	-
Ullrich Sierau	6	3	28	-	37	41
Uwe Tigges (bis 30.06.2012)	-	-	-	-	-	21
Manfred Weber	6	3	14	-	23	41
Gesamt	84	42	308	434	573	

1 Aufsichtsratsmitglieder, die im Jahresverlauf aus dem Gremium ausgeschieden oder ihm beigetreten sind, erhalten eine zeitanteilige Vergütung.

2 Die variable Vergütung ist von der Dividende für das Geschäftsjahr 2013 abhängig. Die ausgewiesenen Werte basieren auf dem Dividendenvorschlag in Höhe von 1 € je Aktie und stehen unter dem Vorbehalt des Gewinnverwendungsbeschlusses der Hauptversammlung vom 16. April 2014.

Struktur der Vergütung des Vorstands

Marktübliches Vergütungssystem. Struktur und Höhe der Vorstandsvergütung werden vom Aufsichtsrat der RWE AG festgelegt und regelmäßig überprüft. Das bestehende, von der Hauptversammlung gebilligte Vergütungssystem gewährleistet eine Vergütung der Vorstandsmitglieder, die im Hinblick auf Ausgestaltung und Höhe sowohl konzernintern als auch im Marktvergleich als üblich einzustufen ist. Neben der persönlichen Leistung werden auch die wirtschaftliche Lage, der Erfolg und die Zukunftsaussichten von RWE berücksichtigt.

Die Vergütung des Vorstands besteht aus mehreren Komponenten. Dies sind zum einen die erfolgsunabhängigen Bestandteile, die sich aus Festgehalt und Versorgungsentgelt zusammensetzen. Hinzu kommen erfolgsabhängige Vergütungsbestandteile wie Tantieme und eine aktienbasierte

Vergütung mit sogenannten Performance Shares. Darüber hinaus erhält der Vorstand Sach- und sonstige Bezüge sowie Mandatseinkünfte. Die genannten Komponenten werden im Folgenden näher erläutert.

Erfolgsunabhängige Vergütung:

- **Festgehalt und Versorgungsentgelt.** Alle Vorstandsmitglieder beziehen ein Festgehalt. Als zweite fixe Vergütungskomponente steht den Vorstandsmitgliedern Peter Terium, Dr. Bernhard Günther und Uwe Tigges ein jährliches Versorgungsentgelt zu. Das auf Seite 118 erläuterte frühere Pensionsmodell ist zum 1. Januar 2011 durch ein beitragsorientiertes Versorgungskonzept ersetzt worden. Neue Vorstandsmitglieder erhalten seither für jedes Dienstjahr ein Versorgungsentgelt in Höhe von 15 %

ihrer Zielbarvergütung, d. h. der Festvergütung und des an späterer Stelle erläuterten Tantiemebudgets. Je nach Wunsch wird der Betrag bar ausgezahlt oder zugunsten einer späteren Versorgungsleistung vollständig oder anteilig einbehalten. Im letztgenannten Fall werden die Mittel durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt. Zur Finanzierung der Versorgungszusage wird eine Rückdeckungsversicherung abgeschlossen. Das aufgebaute Kapital ist nach dem Eintritt in den Ruhestand, frühestens aber mit Vollendung des 60. Lebensjahres, als Einmalzahlung oder als Ratenzahlung in maximal neun Teilbeträgen abrufbar. Weitere Versorgungsleistungen erhalten die Vorstandsmitglieder oder ihre Hinterbliebenen nicht. Soweit im Rahmen früherer Tätigkeiten Ruhegeldansprüche erworben wurden, bleiben diese unberührt.

- **Sach- und sonstige Bezüge.** Zu den erfolgsunabhängigen Vergütungsbestandteilen gehören auch die Sach- und sonstigen Bezüge. Sie bestehen im Wesentlichen aus der Dienstwagennutzung und den Versicherungsprämien zur Unfallversicherung.

Erfolgsabhängige Vergütung:

- **Tantieme.** Die Vorstandsmitglieder erhalten darüber hinaus eine Tantieme, die sowohl von der wirtschaftlichen Entwicklung von RWE als auch von der individuellen Zielerreichung abhängt. Ihre Ermittlung für das Geschäftsjahr 2013 folgt einer neuen Methodik, die der Aufsichtsrat der RWE AG in seiner Sitzung vom 13. Dezember 2012 beschlossen hat (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 116). Ausgangspunkt ist die sogenannte Unternehmenstantieme: Ihre Höhe bemisst sich danach, inwieweit der zu Beginn des jeweiligen Geschäftsjahres festgelegte Planwert für das betriebliche Konzernergebnis erreicht wird. Dieser belief sich für 2013 auf 5.867 Mio. €. Stimmen Ist- und Planwert genau überein, beträgt die Zielerreichung 100%. Die tatsächliche Tantieme entspricht dann dem budgetierten Volumen (Tantiemebudget). Je nach Höhe des betrieblichen Ergebnisses kann sie zwischen 0% und 150% des Tantiemebudgets ausmachen. Die individuelle Leistung der Vorstandsmitglieder wird ab dem Geschäftsjahr 2013 dadurch berücksichtigt, dass die Unternehmenstantieme mit einem Leistungsfaktor multipliziert wird. Dieser kann zwischen 0,8 und 1,2 liegen – je nachdem, in welchem Umfang das Vorstandsmitglied seine zu Jahresbeginn

durch den Aufsichtsrat vorgegebenen Ziele erfüllt hat. Nach Ablauf des Geschäftsjahres urteilt der Aufsichtsrat über den Grad der Zielerreichung und legt den Leistungsfaktor entsprechend fest.

- **Tantiemerückbehalt.** Seit dem Geschäftsjahr 2010 zahlt RWE den Vorstandsmitgliedern die Tantieme nur zu 75% direkt aus. Die verbleibenden 25% werden für drei Jahre zurückbehalten (Tantiemerückbehalt). Nach Ablauf des Dreijahreszeitraums überprüft der Aufsichtsrat anhand eines „Bonus-Malus-Faktors“, ob der Vorstand das Unternehmen nachhaltig geführt hat. Nur wenn dies der Fall ist, wird die zurückbehaltene Tantieme ausbezahlt.

Der Bonus-Malus-Faktor hängt zu 45% vom wirtschaftlichen Erfolg des Unternehmens ab. Dieser wurde bis einschließlich 2012 an der Entwicklung des Wertbeitrags gemessen. Gemäß Beschluss des Aufsichtsrats vom 13. Dezember 2012 ist ab 2013 die Entwicklung des betrieblichen Konzernergebnisses zugrunde zu legen (siehe Geschäftsbericht 2012, Seite 116). Weitere 45% des Bonus-Malus-Faktors werden anhand eines unternehmensspezifischen Index zur Corporate Responsibility (CR) ermittelt, der auf einer bei RWE seit Jahren etablierten Nachhaltigkeitsberichterstattung aufbaut und das ökologische und gesellschaftliche Handeln des Unternehmens abbildet. Die restlichen 10% richten sich nach der Höhe eines konzernspezifischen Motivationsindex, der auf Basis anonymer Befragungen die Leistungsbereitschaft und Zufriedenheit unserer Mitarbeiter misst.

Der Aufsichtsrat legt vor Beginn der Dreijahresperiode verbindliche Zielwerte für das betriebliche Ergebnis, den CR-Index und den Motivationsindex fest. Diese werden am Ende des Zeitraums den tatsächlich erreichten Werten gegenübergestellt. Je besser Letztere ausfallen, desto höher ist der Bonus-Malus-Faktor. Er kann zwischen 0% und 150% liegen.

- **Aktienkursbasierte Vergütung.** Neben dem Tantiemerückbehalt bildet die Ausgabe sogenannter Performance Shares im Rahmen des Long-Term Incentive Plan Beat 2010 (kurz: Beat) die zweite erfolgsabhängige Vergütungskomponente mit langfristiger Anreizwirkung. Mit Beat soll die Nachhaltigkeit des Beitrags des Vorstands und der Führungskräfte zum Unternehmenserfolg honoriert werden.

Die Performance Shares gewähren das bedingte Recht auf eine Barauszahlung, die den Inhabern nach einer Wartezeit von vier oder – optional – bis zu fünf Jahren gewährt wird. Diese Zahlung erfolgt aber nur, wenn die Performance der RWE-Stammaktie, also die Rendite aus Aktienkursänderung, Dividende und Bezugsrecht, am Ende der Wartezeit besser ist als die von mindestens 25% der im STOXX Europe 600 Utilities vertretenen Vergleichsunternehmen. Bei der Erfolgsmessung werden diese Vergleichsunternehmen gewichtet, und zwar in exakt gleicher Weise wie im Index zum Zeitpunkt der Auflegung der jeweiligen Beat-Tranche. Somit kommt es nicht allein darauf an, welche Position RWE unter den Vergleichsunternehmen einnimmt, sondern auch darauf, welche Unternehmen RWE übertrifft. Schlägt RWE 25% des Indexgewichts, werden 7,5% der Performance Shares werthaltig. Mit jedem weiteren Prozentpunkt, um den das Indexgewicht übertroffen wird, steigt der Anteil der werthaltigen Performance Shares um 1,5%.

Die Höhe der Auszahlung wird auf Basis des so ermittelten Auszahlungsfaktors, des durchschnittlichen RWE-Aktienkurses an den letzten 60 Börsentagen vor Programmablauf und der Anzahl der zugeteilten Performance Shares berechnet. Sie ist für die Vorstandsmitglieder auf das Eineinhalbache des Zuteilungswertes der Performance Shares beschränkt. Voraussetzung für die Teilnahme am Beat ist, dass die Vorstandsmitglieder auf eigene Rechnung RWE-Stammaktien erwerben. Der geforderte Anlagebetrag entspricht einem Drittel des Zuteilungswertes der gewährten Performance Shares nach Steuern. Die Aktien müssen während der gesamten Wartezeit der jeweiligen Beat-Tranche gehalten werden.

Mandatsbezüge. Für die Aufsichtsratstätigkeit in konzernverbundenen Unternehmen fallen Mandatsbezüge an. Diese werden vollständig auf die Tantieme angerechnet und führen damit nicht zu einer Erhöhung der Gesamtbezüge.

Anteile der Einzelkomponenten an der Gesamtvergütung. Unterstellt man, dass das Unternehmen und die Vorstandsmitglieder ihre Zielvorgaben für das jeweilige Geschäftsjahr zu 100% erreicht haben, ergibt sich in etwa folgende Vergütungsstruktur: Die erfolgsunabhängigen Vergütungsbestandteile – also Festgehalt, Versorgungsentgelt, Sach- und sonstige Bezüge sowie Mandatseinkünfte – machen rund 39% der Gesamtvergütung aus. Etwa 26% entfallen auf die kurz-

fristige variable Vergütung, also die unmittelbar ausgezahlte Tantieme. Die beiden langfristigen Vergütungskomponenten – Tantiemerückbehalt und Performance Shares – summieren sich zu rund 35% der Gesamtvergütung.

Leistungen im Fall der Beendigung der Tätigkeit. Mitglieder des Vorstands erhalten unter bestimmten Voraussetzungen auch nach Beendigung der Vorstandstätigkeit Leistungen von RWE. Diese dienen u. a. der Altersversorgung – sofern die Bestellung vor dem 1. Januar 2011 erfolgte und somit kein Anspruch auf das Versorgungsentgelt besteht – oder können sich durch einen Wechsel der Unternehmenskontrolle ergeben.

Altersversorgung (Altregelung). Vor Einführung des Versorgungsentgelts zum 1. Januar 2011 erhielten die Mitglieder des Vorstands eine Pensionszusage. Von den aktuellen Vertretern im Gremium wurde nur Dr. Rolf Martin Schmitz eine solche Zusage erteilt. Sie wird unverändert fortgeführt. Auch Dr. Leonhard Birnbaum und Alwin Fitting, deren Vorstandsmmandate 2013 endeten, erhielten eine Pensionszusage. Eine solche Zusage gewährt Anspruch auf ein lebenslanges Ruhegeld, das den Begünstigten bei altersbedingtem Ausscheiden, dauerhafter Arbeitsunfähigkeit oder bei einer von der Gesellschaft ausgehenden vorzeitigen Beendigung oder einer Nichtverlängerung des Dienstvertrags gewährt wird. Im Todesfall besteht Anspruch auf eine Hinterbliebenenversorgung. Maßgeblich für die Höhe des individuellen Ruhegeldes und der Hinterbliebenenversorgung sind das ruhegeldfähige Einkommen und der Versorgungsgrad, der sich aus der Anzahl der geleisteten Dienstjahre ergibt. Die Anwartschaft auf die Altersversorgung ist sofort unverfallbar.

Bei vorzeitiger Beendigung oder bei Nichtverlängerung des Dienstvertrags werden Zahlungen ausschließlich dann geleistet, wenn die Beendigung oder Nichtverlängerung von der Gesellschaft ausgeht und ohne wichtigen Grund im Sinne des § 626 BGB erfolgt. In diesem Fall erhält das Vorstandsmitglied das Ruhegeld bereits ab dem Zeitpunkt des Ausscheidens, frühestens jedoch mit Vollendung des 55. Lebensjahres. Einkünfte, die in der Folgezeit bis zur Vollendung des 60. Lebensjahres oder bis zum Eintritt der Erwerbsunfähigkeit erzielt werden, sind zu 50% auf das vorzeitige Ruhegeld anzurechnen.

Wechsel der Unternehmenskontrolle. Die Mitglieder des Vorstands haben ein Sonderkündigungsrecht, wenn Aktionäre oder Dritte die Kontrolle über das Unternehmen erlangen. In diesem Fall können sie ihr Amt innerhalb von sechs Monaten nach Bekanntwerden des Kontrollerwerbs niedergelegen und die Beendigung des Dienstverhältnisses unter Gewährung einer Einmalzahlung verlangen. Sofern das Wohl der Gesellschaft es erfordert, kann der Aufsichtsrat jedoch die Fortführung des Amtes bis zum Ablauf der Sechsmonatsfrist verlangen. Ein Kontrollerwerb im Sinne dieser Regelung liegt vor, wenn ein oder mehrere gemeinsam handelnde Aktionäre oder Dritte mindestens 30 % der Stimmrechte erwerben oder auf sonstige Art einen beherrschenden Einfluss auf die Gesellschaft ausüben können.

Bei Beendigung des Dienstverhältnisses aufgrund eines Wechsels der Unternehmenskontrolle erhält das Vorstandsmitglied eine Einmalzahlung in Höhe der bis zum Ende der ursprünglich vereinbarten Vertragslaufzeit anfallenden Bezüge, höchstens jedoch das Dreifache und mindestens das Zweifache seiner vertraglichen Jahresgesamtvergütung. Hinsichtlich der Versorgungsansprüche wird das Mitglied des Vorstands mit Wirkung zum Ablauf der vereinbarten Vertragsdauer so gestellt, als habe die Gesellschaft den Vorstandsvertrag zu diesem Zeitpunkt nicht verlängert, ohne dass ein wichtiger Grund gemäß § 626 BGB vorgelegen hätte. Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle verfallen

sämtliche Performance Shares. Stattdessen wird eine Entschädigungszahlung geleistet. Ihre Höhe richtet sich bei einer Übernahme nach dem für die RWE-Aktien gezahlten Preis, multipliziert mit der endgültigen Anzahl der Performance Shares.

Auch bei einer Verschmelzung mit einer anderen Gesellschaft verfallen die Performance Shares. In diesem Fall bemisst sich die Entschädigungszahlung nach dem Erwartungswert der Performance Shares zum Zeitpunkt der Verschmelzung. Dieser Erwartungswert wird mit der Anzahl der gewährten Performance Shares multipliziert, die dem Verhältnis der Wartezeit bis zur Verschmelzung zur gesamten Wartezeit der Performance Shares entspricht.

Bei einem Wechsel der Unternehmenskontrolle werden außerdem zurückbehaltene Tantiemen des Vorstands vorzeitig bewertet und ggf. ausgezahlt. Die Höhe der Zahlungen richtet sich nach dem durchschnittlichen Bonus-Malus-Faktor der vorangegangenen drei Jahre.

Abfindungsobergrenze. Im Falle einer sonstigen vorzeitigen Beendigung der Vorstandstätigkeit ohne wichtigen Grund erhalten die Vorstandsmitglieder eine Abfindung, die auf zwei Jahresgesamtvergütungen begrenzt ist und nicht mehr als die Restlaufzeit des Dienstvertrags vergütet.

Höhe der Vergütung des Vorstands

Gesamtbezüge für das Geschäftsjahr 2013. Dem Vorstand der RWE AG ist für das Geschäftsjahr 2013 eine Vergütung von insgesamt 13.338 Tsd. € gewährt worden (Vorjahr: 19.264 Tsd. €).

Die erfolgsunabhängigen Vergütungskomponenten summieren sich auf 5.096 Tsd. € (Vorjahr: 8.224 Tsd. €). Das darunter fallende Versorgungsentgelt betrug für Peter Terium 480 Tsd. €, für Dr. Bernhard Günther 255 Tsd. € und für Uwe Tigges 195 Tsd. €. Dr. Bernhard Günther hat seinen Betrag durch Brutto-Entgeltumwandlung in eine wertgleiche Versorgungszusage überführt.

Die erfolgsabhängigen Vergütungsbestandteile beliefen sich auf insgesamt 8.242 Tsd. € (Vorjahr: 11.040 Tsd. €). Davon

entfielen 3.801 Tsd. € auf die unmittelbar ausgezahlte Tantieme für das Geschäftsjahr 2013. Daneben wurden dem Vorstand im Rahmen des Beat (Tranche 2013) Performance Shares mit einem Ausgabezeitwert von 3.859 Tsd. € zugeteilt.

Die folgende Übersicht zeigt auf individueller Basis, in welcher Höhe die für 2010 zurückbehaltene Tantieme zur Auszahlung kommt. Von den aktuellen Vorstandsmitgliedern war nur Dr. Rolf Martin Schmitz vom Rückbehalt für 2010 betroffen. Eine Auszahlung wird außerdem an Dr. Leonhard Birnbaum und Alwin Fitting geleistet, die 2013 aus dem Vorstand ausgeschieden sind. In der Übersicht dargestellt sind auch die zurückbehaltenen Tantiemen für die Geschäftsjahre 2011 bis 2013.

Tantiemerückbehalt in Tsd. €				Bonus-Malus-Faktor		Auszahlung im Geschäftsjahr 2014
	2013	2012	2011	2010		
Peter Terium	444	368	82	-	-	-
Dr. Rolf Martin Schmitz	296	295	245	260	112,1 %	291
Dr. Bernhard Günther	234	97	-	-	-	-
Uwe Tigges	177	-	-	-	-	-
Dr. Leonhard Birnbaum	61	268	245	260	112,1 %	291
Alwin Fitting	61	269	259	266	112,1 %	298
Summe	1.273	1.297	831	786	-	880

Im Berichtsjahr sind keine Auszahlungen aus dem Programm Beat geleistet worden. Mit Einführung des Beat 2010 wurde ab dem Geschäftsjahr 2010 die Wartezeit von zuvor drei Jahren (Beat 2005) auf vier Jahre verlängert. Für Vorstandsmitglieder endete die Wartezeit für die Tranche von 2010 daher zum 31. Dezember 2013. Die Tranche war zu diesem Zeitpunkt nicht werthaltig und ist damit verfallen. Bei den weiteren Führungskräften des RWE-Konzerns, die am Beat 2010 teilnahmen, war für 2010 einmalig folgendermaßen verfahren worden: Die Performance Shares wurden hälftig

mit einer dreijährigen (bis 31. Dezember 2012) und einer vierjährigen Wartezeit (bis 31. Dezember 2013) zugeteilt. Peter Terium und Dr. Bernhard Günther waren zum damaligen Zeitpunkt noch Führungskräfte außerhalb des Vorstands der RWE AG und fielen daher ebenfalls unter diese Regelung.

Die folgende Übersicht gibt an, in welchem Wert den Mitgliedern des Vorstands im Geschäftsjahr 2013 Performance Shares zugeteilt wurden.

- 106 Bericht des Aufsichtsrats
- 110 Corporate Governance
- 114 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)**
- 125 Mitarbeiter
- 127 Nachhaltigkeit

Aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung		Beat 2010 – Tranche 2013
		Zuteilungswert bei Gewährung in Tsd. €
	Stück	
Peter Terium	154.512	1.250
Dr. Rolf Martin Schmitz	92.707	750
Dr. Bernhard Günther	92.707	750
Uwe Tigges	92.707	750
Dr. Leonhard Birnbaum ¹	21.081	171
Alwin Fitting ²	23.177	188
Summe	476.891	3.859

1 Anteilige Zuteilung bis 22. März 2013

2 Anteilige Zuteilung bis 31. März 2013

Aufgrund der Kursentwicklung der RWE-Stammaktie sind 2013 folgende Aufwendungen für aktienbasierte Vergütungen entstanden:

**Zuführung zu Rückstellungen für aktienbasierte Vergütung mit langfristiger Anreizwirkung
Tranchen 2010/2011/2012/2013**

in Tsd. €	2013	2012
Peter Terium	311	541
Dr. Rolf Martin Schmitz	25	509
Dr. Bernhard Günther	98	26
Uwe Tigges	108	-
Dr. Leonhard Birnbaum	-59	509
Alwin Fitting	-56	509
Summe	427	2.094

Der nach deutschem Handelsrecht nicht zur Vergütung zählende Dienstzeitaufwand (Service Cost) für die Pensionsverpflichtungen lag 2013 bei 590 Tsd. €. Der Barwert der Gesamtverpflichtung (Defined Benefit Obligation) betrug

zum Jahresende 12 Mio. €. Unter Berücksichtigung von Lebensalter und Dienstjahren ergeben sich folgende individuelle Dienstzeitaufwendungen und Barwerte von Versorgungsansprüchen:

Pensionen	Voraussichtliches jährliches Ruhegeld bei Erreichen der Regelaltersgrenze (60 Jahre) ¹	Service Cost (Dienstzeitaufwand)		Defined Benefit Obligation (Barwert)	Pensionszuführung nach HGB		Pensionswert nach HGB
		in Tsd. €	Alter		2013	2012	
Dr. Rolf Martin Schmitz ²	56	484	484	472	294	9.187	8.664
Dr. Leonhard Birnbaum (bis 22.03.2013)	46	288	288	63	143	2.380	2.197
Alwin Fitting (bis 31.03.2013) ³	60	-	312	55	221	-	6.889
				590	658	11.567	17.750
				949	2.633	14.651	13.702

1 Nach dem Stand der ruhegeldfähigen Beziehe am 31. Dezember 2013

2 In dem voraussichtlichen Ruhegeld von Dr. Rolf Martin Schmitz sind Ruhegeldansprüche gegenüber früheren Arbeitgebern enthalten.

3 Alwin Fitting bezieht seit dem 1. April 2013 betriebliches Ruhegeld in Höhe von 312 Tsd. € p. a.

Sonstige Vereinbarungen. Im Einvernehmen mit der Gesellschaft ist das bis zum 30. September 2013 befristete Vertragsverhältnis mit Dr. Leonhard Birnbaum als Mitglied des Vorstands zum 30. Juni 2013 vorzeitig beendet worden. Dr. Birnbaum wurde ab dem Zeitpunkt seiner Amtsniederlegung am 22. März 2013 von der Erbringung seiner Dienste freigestellt. Sein Festgehalt bis zum 30. Juni 2013 wurde vertragsgemäß ausbezahlt. Entsprechend den Regelungen des Dienstvertrags erhielt er darüber hinaus eine Tantieme für den Zeitraum vom 1. Januar bis 31. März 2013 in Höhe von 182 Tsd. €. Ebenfalls für das erste Quartal 2013 wurden Dr. Birnbaum Performance Shares zugeteilt, und zwar pro rata im gleichen Umfang wie den anderen Vorstandsmitgliedern. Früher gewährte Performance Shares behalten nach den Bestimmungen des Beat ihre Gültigkeit. Die Auszahlung der zurückbehaltenen Tantiemen der Geschäftsjahre 2010 bis 2012 sowie für den Zeitraum vom 1. Januar 2013 bis zum 31. März 2013 erfolgt unter Berücksichtigung des Bonus-Malus-Faktors jeweils nach Ablauf des dreijährigen Bewertungszeitraums. Ab dem 28. Februar 2027 erhält Dr. Birnbaum ein betriebliches Ruhegeld.

Bezüge ehemaliger Vorstandsmitglieder. Die Bezüge ehemaliger Vorstandsmitglieder und ihrer Hinterbliebenen betrugen 2013 insgesamt 12.200 Tsd. € (Vorjahr: 13.126 Tsd. €). Zum 31. Dezember 2013 waren 154.472 Tsd. € (Vorjahr: 144.738 Tsd. €) für Pensionsansprüche dieser Personengruppe zurückgestellt.

Neue Empfehlungen des Deutschen Corporate Governance Kodex (DCGK). Nach der aktuellen, am 10. Juni 2013 bekannt gemachten Fassung des DCGK umfasst die Gesamtvergütung des Vorstands monetäre Vergütungsbestandteile, Versorgungszusagen, sonstige Zusagen (insbesondere für den Fall der Beendigung der Tätigkeit), Nebenleistungen jeder Art sowie Leistungen von Dritten, die im Hinblick auf die Vorstandstätigkeit zugesagt oder im Geschäftsjahr gewährt wurden. Abweichend zu den Vorgaben des deutschen Handelsrechts gehört auch der jährliche Dienstzeitaufwand für Pensionszusagen zur Gesamtvergütung.

Die neue Version des Kodex benennt in Ziffer 4.2.5 Abs. 3, welche Vergütungskomponenten für jedes Vorstandsmitglied offen gelegt werden sollen. Die empfohlene Darstellung wird durch Mustertabellen konkretisiert, die dem Kodex beigelegt sind. Obwohl sich die neue Empfehlung auf Vergütungsberichte für Geschäftsjahre bezieht, die nach dem 31. Dezember 2013 beginnen, wenden wir sie schon im vorliegenden Bericht an. Die folgenden, in ihrer Struktur dem Kodex entnommenen Tabellen zeigen zum einen, welche Zuwendungen den Mitgliedern des Vorstands der RWE AG für 2013 und das Vorjahr gewährt wurden. Da mit diesen Zuwendungen teilweise noch keine Zahlungen einhergingen, wird zum anderen dargestellt, in welcher Höhe den Vorstandsmitgliedern Mittel zugeflossen sind.

Gewährte Zuwendungen	Peter Terium Vorstandsvorsitzender				Dr. Rolf Martin Schmitz stellv. Vorstandsvorsitzender				Dr. Bernhard Günther Finanzvorstand				Uwe Tigges Personalvorstand/Arbeitsdirektor seit 01.01.2013			
	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)
in Tsd. €																
Festvergütung	1.400	1.075	1.400	1.400	960	880	960	960	750	290	750	750	580	—	580	580
Versorgungs-entgelt	480	368	480	480	—	—	—	—	255	98	255	255	195	—	195	195
Nebenleistungen	24	5	24	24	11	11	11	11	23	11	23	23	17	—	17	17
Summe	1.904	1.448	1.904	1.904	971	891	971	971	1.028	399	1.028	1.028	792	—	792	792
Einjährige vari-able Vergütung	1.350	1.031	0	2.430	900	825	0	1.620	713	270	0	1.283	540	—	0	972
Mehrjährige vari-able Vergütung	—	—	—	—	291	—	0	390	—	—	—	—	—	—	—	—
Bonus-Malus-F.	—	—	—	—	291	—	0	390	—	—	—	—	—	—	—	—
Beat	1.250	1.250	0	1.875	750	750	0	1.125	750	—	0	1.125	750	—	0	1.125
Summe	2.600	2.281	0	4.305	1.941	1.575	0	3.135	1.463	270	0	2.408	1.290	—	0	2.097
Versorgungs-aufwand	—	—	—	—	472	294	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gesamt-vergütung	4.504	3.729	1.904	6.209	3.384	2.760	971	4.106	2.491	669	1.028	3.436	2.082	—	792	2.889

- 106 Bericht des Aufsichtsrats
- 110 Corporate Governance
- 114 Vergütungsbericht (Teil des Lageberichts)**
- 125 Mitarbeiter
- 127 Nachhaltigkeit

Gewährte Zuwendungen in Tsd. €	Alwin Fitting Arbeitsdirektor bis 31.03.2013				Dr. Leonhard Birnbaum Vorstand Kommerzielle Steuerung bis 22.03.2013				Dr. Rolf Pohlig Finanzvorstand bis 31.12.2012				Dr. Jürgen Großmann Vorstandsvorsitzender bis 30.06.2012				
	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	2013	2012	2013 (Min)	2013 (Max)	
	199	796	199	199	182	800	182	182	-	890	-	-	-	1.425	-	-	-
Festvergütung	199	796	199	199	182	800	182	182	-	890	-	-	-	1.425	-	-	-
Versorgungsentgelt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500	-	-	-
Nebenleistungen	11	10	11	11	9	24	9	9	-	25	-	-	-	16	-	-	-
Summe	210	806	210	210	191	824	191	191	-	915	-	-	-	2.941	-	-	-
Einjährige variable Vergütung	188	753	0	270	171	750	0	246	-	833	-	-	-	1.800	-	-	-
Mehrjährige variable Vergütung																	
Bonus-Malus-F.	298	-	0	399	291	-	0	390	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Beat	188	750	0	281	171	750	0	281	-	750	-	-	-	-	-	-	-
Summe	674	1.503	0	950	633	1.500	0	917	-	1.583	-	-	-	1.800	-	-	-
Versorgungsaufwand	55	221	-	-	63	143	-	-	-	109	-	-	-	-	-	-	-
Gesamtvergütung	939	2.530	210	1.160	887	2.467	191	1.108	-	2.607	-	-	-	4.741	-	-	-

Zufluss in Tsd. €	Peter Terium Vorstandsvorsitzender		Dr. Rolf Martin Schmitz stellv. Vorstandsvorsitzender		Dr. Bernhard Günther Finanzvorstand		Uwe Tigges Personalvorstand/ Arbeitsdirektor seit 01.01.2013	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Festvergütung	1.400	1.075	960	880	750	290	580	-
Versorgungsentgelt	480	368	-	-	255	98	195	-
Nebenleistungen	24	5	11	11	23	11	17	-
Summe	1.904	1.448	971	891	1.028	399	792	-
Einjährige variable Vergütung	1.331	1.105	887	884	702	289	532	-
Mehrjährige variable Vergütung								
Bonus-Malus-Faktor	-	-	291	-	-	-	-	-
Beat	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstiges	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	1.331	1.105	1.178	884	702	289	532	-
Versorgungsaufwand	-	-	472	294	-	-	-	-
Gesamtvergütung	3.235	2.553	2.621	2.069	1.730	688	1.324	-

Zufluss	Alwin Fitting Arbeitsdirektor bis 31.03.2013		Dr. Leonhard Birnbaum Vorstand Kommerzielle Steuerung bis 22.03.2013		Dr. Rolf Pohlig Finanzvorstand bis 31.12.2012		Dr. Jürgen Großmann Vorstandsvorsitzender bis 30.06.2012	
in Tsd. €	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Festvergütung	199	796	182	800	-	890	-	1.425
Versorgungsentgelt	-	-	-	-	-	-	-	1.500
Nebenleistungen	11	10	9	24	-	25	-	16
Summe	210	806	191	824	-	915	-	2.941
Einjährige variable Vergütung	183	806	166	804	-	893	-	2.008
Mehrjährige variable Vergütung								
Bonus-Malus-Faktor	298	-	291	-	-	-	-	-
Beat	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonstiges	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	481	806	457	804	-	893	-	2.008
Versorgungsaufwand	55	221	63	143	-	109	-	-
Gesamtvergütung	746	1.833	711	1.771	-	1.917	-	4.949

Struktur der Vorstandsvergütung ab 2014

Verschuldungsgrad als zusätzliche Erfolgskomponente.

Der Personalausschuss des Aufsichtsrats hat in seiner Sitzung vom 13. Februar 2014 eine Anpassung des bestehenden Long-Term Incentive Plan Beat 2010 geprüft und empfiehlt dem Aufsichtsrat die Einführung eines ergänzenden Mid-Term Incentive Plan (MTIP) für die Vorstandsmitglieder, der bereits im Geschäftsjahr 2014 wirksam werden soll. Performance-Kriterium des MTIP ist der Verschuldungsfaktor (Leverage Factor), also das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA des Konzerns. Der Plan soll das Management darin unterstützen, alle relevanten Maßnahmen und Anstrengungen im Konzern auf das Ziel auszurichten, Verschuldung und Ertragskraft wieder in ein gesundes und nachhaltiges Verhältnis zu bringen.

Der Long-Term Incentive Plan Beat 2010 soll für die Jahre 2014 bis 2016 beibehalten werden, allerdings auf einem reduzierten Niveau von 50 % der bisherigen Zuteilung.

Ergänzend soll 2014 der MTIP eingeführt werden. Die Zuteilung im Rahmen des MTIP erfolgt einmalig für den Zeitraum von 2014 bis 2016. Sie entspricht der Hälfte der Beträge, die nach dem bisherigen Long-Term Incentive Plan Beat 2010 für diese drei Jahre zugeteilt worden wären. Zielvorgabe ist, dass der Verschuldungsfaktor von 3,5 (Ende 2013) auf 3,0 (Ende 2016) sinkt. Bei exakter Erfüllung dieser Zielvorgabe wird den Vorstandsmitgliedern das Zuteilungsbudget zu 100 % ausgezahlt. Kann der Verschuldungsfaktor noch stärker zurückgeführt werden, steigt die Auszahlung linear auf maximal 150 % des Zuteilungsbudgets an. Diese Obergrenze wird bei einem Faktor von 2,7 erreicht. Umgekehrt sinkt die Auszahlung, wenn der Faktor die Zielmarke von 3,0 überschreitet. Liegt er bei 3,3, erhalten die Vorstandsmitglieder noch 50 % des Zuteilungsbudgets. Bei einem höheren Wert erfolgt keine Auszahlung.

2.4 MITARBEITER

Der Strukturwandel im Energiesektor stellt traditionelle Geschäftsmodelle infrage. Mehr denn je werden Versorger daran gemessen, wie flexibel und innovativ sie sind. Das spiegelt sich auch in der Unternehmenskultur von RWE wider. Wir wünschen uns Mitarbeiter, die mit Kreativität und Initiative Produkte und Prozesse verbessern, die mit ihren Ideen das Unternehmen voranbringen – und dabei nicht auf Impulse von oben warten. Unsere Führungskräfte sind als Botschafter und Multiplikatoren einer solchen Leistungskultur gefordert. Sie dabei zu unterstützen ist eine Kernaufgabe unserer Personalarbeit.

Kulturwandel bei RWE. Ein Marktumfeld, das sich dynamisch entwickelt, ist nur für solche Unternehmen beherrschbar, die selbst dynamisch sind. Sich für die gewaltigen Umwälzungen durch die Energiewende zu rüsten, heißt mehr als Kosten zu senken und die Organisationsstruktur schlagkräftiger zu machen. Das heißt auch, eine Leistungskultur zu etablieren, in der Verbesserungen von Abläufen, Produkten und Strukturen von den Mitarbeitern selbst ausgehen und nicht einer Anordnung von „oben“ bedürfen. Und es heißt, dass die beschriebenen Verbesserungen zum tagtäglichen Geschäft gehören und nicht erst zum Gegenstand eines „Projekts“ gemacht werden müssen. Mehr denn je sind Kreativität und Innovationsfähigkeit gefragt. Beispiele dafür, wie RWE schon heute vom Ideenreichtum und unternehmerischen Mitdenken der Beschäftigten profitiert, finden Sie auf Seite 2 ff. dieses Geschäftsberichts. Eine solche Mentalität anzuregen und zu etablieren ist Aufgabe der Führungskräfte des RWE-Konzerns. Sache des Personalmanagements ist es, sie dabei zu unterstützen. Aber welche Qualitäten müssen unsere Führungskräfte haben und wie müssen sie führen, um bei RWE und mit RWE erfolgreich zu sein? Eine umfassende Antwort auf diese Frage gibt das RWE Leadership Model.

Anforderungsprofil für RWE-Führungskräfte. Grundgedanke des RWE Leadership Model ist, dass Leistung und Erfolg einer Führungskraft nicht allein von der Fachkenntnis abhängen, sondern von weiteren Kompetenzen, die in der Übersicht rechts zusammengefasst sind. Zu diesen Kompetenzen gehört, dass Führungskräfte Marktentwicklungen und Kundenbedürfnisse kennen, im Sinne des Gesamtkonzerns handeln, Risiken realistisch einschätzen, Mut zu Entscheidungen haben und diese zielstrebig umsetzen („Das Unternehmen voranbringen“). Ebenso wichtig ist, dass sie Gewohntes hinterfragen, offen sind für neue Ideen und Initiativen, Kreativität fördern, Akzeptanz für notwendige Veränderungen schaffen und diese erfolgreich umsetzen („Veränderungen gestalten“). Zu den Kernkompetenzen von Führungskräften zählen wir auch, dass sie vertrauensvolle Arbeitsbeziehungen aufbauen, Menschen für Ziele und Vorhaben gewinnen können, Teamdenken vorleben, Mitarbeiter nach ihren Inter-

essen und Fähigkeiten einsetzen und sie bei der Weiterentwicklung fördern („Menschen führen“). Daneben legen wir großen Wert darauf, dass Vorgesetzte Vorbild sind, sich durch Integrität und Vertrauenswürdigkeit auszeichnen, belastbar und motiviert sind, Optimismus ausstrahlen, aktiv Feedback einholen und bereit sind zu lernen („Vorbild sein“).

RWE Leadership Model



Neues Programm zur Verbesserung der Führungskompetenz. Das RWE Leadership Model ist kein bloßes theoretisches Konstrukt, sondern Leitbild bei der Auswahl, Schulung und Beurteilung unserer Führungskräfte. Diese sind Träger und Förderer der Leistungskultur bei RWE. Um sie für diese Rolle besser zu rüsten, haben wir Anfang 2013 das Programm „Delivering Breakthrough Performance“ (DBP) aufgelegt. Damit wollen wir erreichen, dass Führungskräfte die Interessen und Bedürfnisse ihrer Mitarbeiter noch klarer

erkennen und ihre Teams noch stärker motivieren. Ange-sichts der Krise in der konventionellen Stromerzeugung, die Kostensenkungen und Personalkürzungen erforderlich macht, ist das eine besondere Herausforderung. Im Rahmen des DBP-Programms, das aus vier Modulen besteht und etwa ein halbes Jahr dauert, werden kleine Teams mit der Bearbeitung von Aufgaben aus der Unternehmenspraxis von RWE betraut. Eines von derzeit sechs DBP-Projekten trägt den Arbeitstitel „Connectivity@RWE2015“ und widmet sich der konzernweiten Vereinheitlichung der Kommunikationsinfrastruktur. Auf der persönlichen Ebene werden Führungskompetenzen „on the job“ entwickelt und verbessert. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Identifikation und Überwindung mentaler Blockaden, die der Umsetzung notwendiger Veränderungen entgegenstehen.

Identifikation von Potenzialträgern bei RWE. Wo immer dies möglich und sinnvoll ist, besetzen wir Führungspositionen aus den eigenen Reihen. Dadurch senken wir Kosten und schaffen Leistungsanreize für besonders qualifizierte Kräfte. Damit kein Talent unentdeckt bleibt, nimmt unser Führungspersonal alle zwei Jahre eine Potenzialeinschätzung bei seinen Mitarbeitern vor. Anschließend treffen sich die Vorgesetzten, um aus einer Liste mit Vorschlägen diejenigen Personen auszuwählen, die ihnen als besonders geeignet erscheinen. Diese werden in einer Datenbank erfasst, auf die Führungskräfte aus allen Konzerngesellschaften Zugriff haben. Darüber hinaus kommen Vorstände der RWE AG und der Konzerngesellschaften einmal im Jahr zusammen, um Nachfolgekandidaten für die wichtigsten leitenden Funktionen zu benennen. Auf diese Weise konnten wir im vergangenen Jahr über 90 % der frei gewordenen Führungspositionen mit internen Kandidaten besetzen.

Rekrutierung von Nachwuchskräften. Zu den Kerngebieten unserer Personalarbeit gehört auch, talentierte junge Menschen für eine Tätigkeit bei RWE zu gewinnen. Dazu aber müssen wir erst einmal mit ihnen in Kontakt kommen. Vor allem das Internet bietet hier viele Möglichkeiten. Über unser Portal www.rwe.com/karriere sprechen wir gezielt Schüler, Studierende und Hochschulabsolventen an, aber auch Berufserfahrene. Wer sich auf eine Stelle bewerben will, bekommt über unsere Online-Bewerberakademie Musterentwürfe für Anschreiben und Lebensläufe sowie Tipps für ein gutes Bewerbungsfoto. Dort gibt es auch umfangreiche Informationen zur Vorbereitung auf ein Assessmentcenter.

In Deutschland ist RWE zudem Partnerunternehmen für praxisintegrierte Studiengänge. Dadurch wollen wir qualifizierte Akademiker frühzeitig an RWE binden. Ein Beispiel ist unsere Kooperation mit der Hochschule Ruhr West in Mülheim an der Ruhr: Wer dort Energieinformatik studiert, kann bei uns über mehrere Jahre in den Semesterferien Praktika absolvieren. Für diejenigen, die ihr Hochschulstudium bereits abgeschlossen haben, bieten wir über Traineeprogramme die Möglichkeit eines Einstiegs bei RWE.

Die meisten unserer Nachwuchskräfte rekrutieren wir durch das Angebot von Ausbildungsplätzen. Ende 2013 erlernten rund 2.700 junge Menschen bei RWE einen Beruf. Wir stellen damit auch weiterhin mehr Ausbildungsplätze zur Verfügung, als zur Deckung unseres eigenen Bedarfs erforderlich sind. Unsere Auszubildenden werden auf vielfältige Weise gefördert. Sie können an anspruchsvollen Projekten teilnehmen und verschiedene Konzerngesellschaften kennenlernen. Darüber hinaus bieten wir ihnen die Möglichkeit, die Ausbildung mit einem Studium zu kombinieren.

Chancen durch Vielfalt. Die soziale Vielfalt (Diversity) der modernen Gesellschaft zum Vorteil von RWE zu nutzen, ist Ziel unseres Diversity-Managements. Als Mitunterzeichner der „Charta der Vielfalt“, einer Initiative deutscher Unternehmen, haben wir uns verpflichtet, eine Organisationskultur zu pflegen, die von Respekt und Wertschätzung geprägt ist. In der kulturellen Vielfalt, die sich aus der Internationalität unseres Geschäfts ergibt, sehen wir großes Potenzial. Damit es sich zum Vorteil von RWE entfalten kann, setzen wir uns u. a. für die länderübergreifende Mobilität innerhalb des Konzerns ein. Die soziale Vielfalt optimal zu nutzen heißt für uns auch, dass wir die Karriereperspektiven von Frauen verbessern wollen. Sie sollen künftig stärker in Führungspositionen repräsentiert sein. Zum 31. Dezember 2013 machten Frauen 27,7 % der Belegschaft von RWE aus. Bei den leitenden Angestellten war ihr Anteil 13,9 % (Vorjahr: 12,3 %). Ende 2018 sollen es 22 % sein. Um Frauen auch in Top-Führungspositionen zu bringen, unterstützen wir sie mit einem internationalen Mentoren-Programm in ihrer Karriereplanung. Außerdem wurde bereits 2008 ein Netzwerk für Frauen geschaffen, in das inzwischen mehr als 450 Mitarbeiterinnen aus allen Ebenen und Bereichen des Konzerns eingebunden sind. Ende 2013 haben wir überdies ein Förderprogramm ins Leben gerufen, mit dem wir Frauen auf die Übernahme einer Aufsichtsratstätigkeit vorbereiten.

2.5 NACHHALTIGKEIT

Um langfristig erfolgreich zu sein, benötigen wir die Akzeptanz der Gesellschaft – angefangen bei der Politik über die Verbände und Arbeitnehmer bis hin zu Naturschutzorganisationen. Im Dialog mit diesen Anspruchsgruppen haben wir zehn Handlungsfelder definiert, die für RWE in puncto Nachhaltigkeit zentral sind. In jedem Handlungsfeld verfolgen wir konkrete, messbare Ziele. Und: Teile der Vorstandsvergütung sind daran geknüpft, ob und in welchem Umfang diese Ziele erreicht werden.

Zehn Handlungsfelder der Nachhaltigkeit. Unsere Ziele und Maßnahmen auf dem Gebiet der Corporate Responsibility (CR) sind abgeleitet aus den Erwartungen der Gesellschaft an uns. Um diese Erwartungen besser einschätzen zu können, stehen wir in ständigem Dialog mit unseren Anspruchsgruppen, auch als „Stakeholder“ bezeichnet. Dabei handelt es sich in erster Linie um Vertreter der Anteilseigner, der Politik, der Verbände und der Arbeitnehmer, aber auch um Nichtregierungsorganisationen und Bürgerinitiativen. Auf Basis dieses Dialogs haben wir bereits im Jahr 2007 zehn Handlungsfelder festgelegt, in denen nach unserem Verständnis die wichtigsten Herausforderungen für RWE liegen. Für jedes Handlungsfeld haben wir uns Ziele gesetzt, deren Erreichung wir an Kennzahlen messen. Dadurch gewinnt unsere Nachhaltigkeitsstrategie an Verbindlichkeit. Außerdem machen wir so unsere Leistungen und Fortschritte transparent und messbar.

Veränderungen in der Gesellschaft und bei RWE haben uns im vergangenen Jahr veranlasst, einige unserer Handlungsfelder neu abzugrenzen. Beispielsweise wurde das Handlungsfeld „Demografischer Wandel“ inhaltlich weitergefasst und in „Mitarbeiter“ umbenannt. Früher sahen wir unsere größte Herausforderung darin, vor dem Hintergrund niedriger Geburtenraten sicherzustellen, dass RWE auch langfristig auf genügend qualifizierte Mitarbeiter zurückgreifen kann. Nun geben das schwierige Marktumfeld und die notwendige kulturelle Weiterentwicklung von RWE eine neue Stoßrichtung vor. Unsere zentrale Aufgabe besteht heute darin, Motivation und Initiative unserer Mitarbeiter zu stärken und damit eine wichtige Voraussetzung dafür zu schaffen, dass wir langfristig wettbewerbsfähig bleiben. Im Handlungsfeld „Preisgestaltung und Markt“ richten wir unser Augenmerk künftig noch stärker auf das Vertrauen der Kunden zu uns, denn hier sehen wir eine Grundvoraussetzung für langfristigen Markterfolg. Daher heißt dieses Handlungsfeld jetzt „Kundenvertrauen“. Ferner haben wir die Bezeichnung des Handlungsfelds „Umweltschutz“ auf „Biodiversität/Umweltschutz“ erweitert, um noch stärker zum Ausdruck zu bringen, wie wichtig uns der Schutz der Artenvielfalt ist.

Ob und in welchem Umfang wir unsere CR-Ziele erreichen, hat Einfluss auf die Vergütung des Vorstands der RWE AG. Seit 2010 werden 25% seiner jährlichen Tantieme für drei Jahre zurückbehalten. Nach Ablauf dieses Zeitraums prüft der Aufsichtsrat anhand eines Bonus-Malus-Faktors, ob der Vorstand das Unternehmen nachhaltig geführt hat. Nur wenn dies der Fall ist, wird auch die zurückbehaltene Tantieme ausbezahlt. Die Höhe des Bonus-Malus-Faktors hängt von mehreren Faktoren ab. Einer davon – mit 45% gewichtet – ist der RWE-spezifische CR-Index, der die Zielerreichung von RWE auf dem Gebiet der Nachhaltigkeit misst und sich dabei an der Höhe repräsentativer Kennzahlen orientiert. Die erste Auszahlung einer zurückbehaltenen Tantieme wird 2014 vorgenommen und bezieht sich auf den Zeitraum von 2011 bis 2013 (siehe Seite 120).

Im Folgenden stellen wir unsere Ziele und Maßnahmen in den zehn CR-Handlungsfeldern vor und zeigen, anhand welcher Kennzahlen wir unseren Erfolg messen. Weiter gehende Informationen finden sich im Bericht „Unsere Verantwortung“, der im Internet unter www.rwe.com/cr-bericht abgerufen werden kann.

(1) Klimaschutz. Die Gesellschaft erwartet von uns Lösungen zum Schutz des Klimas. In den vergangenen Jahren haben wir Milliardenbeträge in den Bau hochmoderner Gas- und Kohlekraftwerke investiert, die weniger CO₂ als alte Anlagen ausstoßen und diese zum Teil ersetzen. Im abgelaufenen Geschäftsjahr nahmen wir ein hochmodernes Gaskraftwerk im türkischen Denizli in Betrieb, das über eine Leistung von 787 MW und einen Wirkungsgrad von 57% verfügt. Damit ist es eines der emissionsärmsten fossil befeuerten Kraftwerke des Landes und trägt zur klimaschonenden Deckung des steigenden türkischen Strombedarfs bei. Ein Kernelement unserer Klimaschutzstrategie ist auch der Ausbau der erneuerbaren Energien. Zwar stehen hierfür weniger Mittel zur Verfügung als in der Vergangenheit; an unserem langfristigen Emissionsminderungsziel halten wir aber fest: Bis 2020 wollen wir den CO₂-Ausstoß unseres Kraftwerksparks auf 0,62 Tonnen CO₂ je Megawattstunde (MWh) Strom senken. Zum Vergleich: Im vergangenen Jahr haben wir 0,76 Tonnen emittiert.

(2) Energieeffizienz. Mit der Modernisierung unseres Kraftwerksparks schonen wir nicht nur das Klima, sondern auch knappe Ressourcen wie Kohle und Gas, da die neuen Anlagen einen hohen energetischen Nutzungsgrad haben. Dieser ist definiert als die erzeugte Menge an Strom und Nutzwärme je eingesetzte Primärenergiemenge. Nach Abschluss unseres laufenden Kraftwerksneubauprogramms im Jahr 2014 soll der energetische Nutzungsgrad unserer fossil befeuerten Kraftwerke einen Durchschnittswert von 41,2% erreichen. Im vergangenen Jahr lag er bei 40,5%. Auch beim Stromnetzbetrieb suchen wir nach Wegen zur Verbesserung der Energieeffizienz. Daneben setzen wir uns seit Jahren erfolgreich für eine Senkung des Energieverbrauchs unseres Fuhrparks und unserer Immobilien ein. Unsere Haushaltskunden unterstützen wir bei der sparsameren Nutzung von Strom und Gas. Auch Gewerbetreibenden und Industrieunternehmen bieten wir unser Know-how zum Thema Energieeffizienz an. Mit modernster Messtechnik und dem Energie-Controlling-System von RWE spüren unsere Experten Schwachstellen im Unternehmen auf und entwickeln betriebsspezifische Optimierungsmaßnahmen. 2013 profitierten mehr als 300 Betriebe aus einer Vielzahl von Branchen von diesem Angebot.

(3) Biodiversität/Umweltschutz. Mit unseren Tagebauen, Förderanlagen, Kraftwerken und Netzen greifen wir in Natur und Landschaft ein. Beim Schutz und der Wiederherstellung von Ökosystemen können wir auf langjährige Erfahrungen zurückgreifen, etwa im Netzgeschäft oder bei der Förderung von Braunkohle, Gas oder Öl. Viele der Umweltschutzmaßnahmen sind gesetzlich vorgegeben oder in Betriebsgenehmigungen verankert. Bei der Einhaltung ökologischer

Auflagen hilft uns unser Umweltmanagementsystem, das inzwischen 99,7% aller Aktivitäten von RWE abdeckt. Zahlreiche Tochtergesellschaften haben es nach der weltweit anerkannten Norm ISO 14001 zertifizieren lassen. Bezogen auf die Anzahl der Mitarbeiter lag der Anteil der zertifizierten Konzernaktivitäten Ende 2013 bei 45%.

Ende 2013 sind wir mit der International Union for Conservation of Nature (IUCN) eine Kooperation eingegangen. Gemeinsam mit der IUCN wollen wir untersuchen, ob und wie wir dem Schutz der biologischen Vielfalt noch stärker Rechnung tragen können. Im Jahr 2014 starten wir ein Pilotprojekt in unserem Rheinischen Braunkohlerevier, das Verbesserungspotenzial bei der Rekultivierung von Tagebauflächen auslotet.

Im vergangenen Jahr haben wir 1.342 Mio. € für den Umweltschutz aufgewendet und damit etwa so viel wie 2012. Hinzu kamen Investitionen in Höhe von 1.298 Mio. €, die dem gleichen Zweck dienten. Hier lagen wir um 9% unter dem Vorjahresniveau. Knapp zwei Drittel unserer Umweltschutzausgaben widmeten wir dem Klimaschutz. Darunter fallen insbesondere die Investitionen zur Modernisierung unseres Kraftwerksparks und zum Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Einen hohen Anteil an den Umweltschutzaufwendungen hatten Maßnahmen zur Abfallbeseitigung, die u.a. den Rückbau des Kernkraftwerks Biblis betrafen. Kosten für Luftreinhaltung sind vor allem dem Betrieb von Rauchgas-Entschwefelungsanlagen zuzuordnen. Unsere Aufwendungen für den Gewässerschutz ergeben sich im Wesentlichen aus der Abwasserreinigung.

Aufwendungen und Investitionen für den Umweltschutz in Mio. €	Aufwendungen		Investitionen		Gesamt	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Luftreinhaltung	222	233	51	47	273	280
Natur- und Landschaftsschutz	62	60	10	22	72	82
Gewässerschutz	171	165	49	37	220	202
Abfallbeseitigung	351	363	2	3	353	366
Lärmschutz	9	8	5	5	14	13
Altlasten, Bodenkontamination	8	16	-	1	8	17
Klimaschutz	519	520	1.181	1.303	1.700	1.823
Summe	1.342	1.365	1.298	1.418	2.640	2.783

(4) Gesellschaftliches Engagement. Energieversorger sind besonders standortgebundene Unternehmen. Bei RWE besteht diese Bindung vielerorts seit Jahrzehnten. Wir sind dort verlässlicher Arbeit- und Auftraggeber, Partner von Kommunen, Steuerzahler und Anbieter von Infrastruktur. Unsere regionale Verwurzelung kommt auch darin zum Ausdruck, dass wir uns freiwillig für gesellschaftliche Belange einsetzen. Unsere gemeinnützigen Aktivitäten sind in der RWE Stiftung gebündelt. Ausgestattet mit einem Grundkapital von 56 Mio. € fördert sie Kinder und Jugendliche auf den Gebieten Bildung, Kultur und soziale Integration. Im zurückliegenden Geschäftsjahr hat sie dafür rund 750 Tsd. € eingesetzt. Darüber hinaus unterstützen wir über die Initiative „RWE Companius“ den tatkräftigen Einsatz von RWE-Mitarbeitern für soziale Zwecke. Ein solches Engagement kommt auch RWE zugute, denn es steigert unsere Akzeptanz. Einmal im Jahr lassen wir von einem Meinungsforschungsinstitut erheben, wie die deutsche Öffentlichkeit RWE im Vergleich zu großen Wettbewerbern wahrnimmt. Bei der jüngsten Umfrage im vergangenen Jahr wurde uns – wie schon in der Vergangenheit – die höchste Reputation bescheinigt. Diese Position wollen wir sichern.

(5) Kundenvertrauen. Die Energiekosten sind in vielen unserer Märkte Gegenstand öffentlicher Diskussion, zuletzt besonders in Großbritannien. In Deutschland erregt das Thema schon seit längerem große Aufmerksamkeit: Strom hat sich hier besonders für Privathaushalte deutlich verteuert, obwohl die Notierungen im Großhandel rückläufig waren. Hintergrund ist, dass die Stromrechnung immer mehr durch staatliche Komponenten bestimmt wird, insbesondere durch die Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Das ist zwar eine Folge politischer Weichenstellungen, steigert aber zugleich den Druck auf die Energieversorger. Immer mehr Kunden sind bereit, vom angestammten Anbieter zu einem Konkurrenten zu wechseln, um wenigstens einen Teil der Mehrbelastungen auszugleichen. Umso wichtiger ist, dass unsere Kunden uns als fairen Anbieter wahrnehmen. Dazu müssen wir sie von der Qualität und Preiswürdigkeit unserer Produktpalette überzeugen. Wie gut uns das gelingt, messen wir nicht nur an Wechselraten, sondern in Deutschland auch mithilfe eines Loyalitätsindex, der sich auf repräsentative Befragungen von Privat- und Gewerbekunden durch das unabhängige Marktforschungsinstitut Ipsos stützt.

Der Index kann zwischen null und 100 Punkten liegen. Bei unter 70 Punkten stuften wir die Zufriedenheit als gering ein, bei Werten von 70 bis 79 als mittel und ab 80 Punkten als hoch. Im Berichtsjahr haben wir 73 Punkte erreicht. Unser Mindestziel für 2015 liegt bei 74 Punkten.

(6) Mitarbeiter. Nur mit qualifizierten und motivierten Mitarbeitern können wir die Energiewende erfolgreich mitgestalten und uns im Wettbewerb um Kunden behaupten. Schon heute nutzen wir zahlreiche Möglichkeiten, um junge Talente für unser Unternehmen zu gewinnen, und schaffen ein Arbeitsumfeld, das ihren Erwartungen entspricht. Darüber hinaus bemühen wir uns, Leistungsträger aus den eigenen Reihen an den Konzern zu binden. Unseren Personalbedarf planen wir langfristig und berücksichtigen dabei die Auswirkungen des demografischen Wandels auf verschiedene Berufsgruppen. Als Analyseinstrument nutzen wir u.a. einen Demografie-Index, der die Altersstruktur im RWE-Konzern misst. Je höher der Indexwert, desto gleichmäßiger sind die Altersklassen in den Konzerngesellschaften vertreten. Die bestmögliche Punktzahl ist 100. Im zurückliegenden Geschäftsjahr kamen wir auf 83 Punkte. Unser Zielwert für den Zeitraum von 2014 bis 2016 sind 84 Punkte.

(7) Lieferkette. In den vergangenen Jahren haben Medienberichte über menschenunwürdige Arbeitsbedingungen und Umweltschäden in kolumbianischen und südafrikanischen Steinkohleminen für Schlagzeilen gesorgt. Um hier einen besseren Einblick zu gewinnen, haben wir Anfang 2012 gemeinsam mit sieben weiteren europäischen Energieversorgern die Initiative „Bettercoal“ ins Leben gerufen. Im Auftrag von Bettercoal sollen ab 2014 weltweit Audits durchgeführt werden. Unabhängige Prüfer werden der Frage nachgehen, inwieweit die Bedingungen in den Minen den strengen Maßstäben des 2013 verabschiedeten Bettercoal-Kodex entsprechen. Der Kodex orientiert sich an internationalen Regelwerken wie z.B. den Vorgaben der internationalen Arbeitsorganisation (ILO) und den OECD-Leitsätzen für multinationale Unternehmen. Die mit den Audits gewonnenen Informationen können von den Energieversiegern als zusätzliche Entscheidungsgrundlage bei der Lieferantenauswahl genutzt werden.

Auch die energetische Nutzung von Biomasse ist Gegenstand kontroverser Diskussionen. Skeptiker befürchten, dass Flächen, die ökologisch wertvoll sind oder zur Herstellung von Nahrungsmitteln genutzt werden, für die Produktion von Energiepflanzen umgewidmet werden. In den letzten Jahren ist vor allem die Verwendung von Palmöl aus Indonesien und Malaysia zur Stromerzeugung in die öffentliche Kritik geraten, für dessen Gewinnung wertvolle tropische Naturwälder zerstört wurden. Die Stromerzeugung aus Biomasse hat für RWE seit der Schließung des Kraftwerks Tilbury im vergangenen Jahr (siehe Seite 52) an Bedeutung verloren. Allerdings betreiben wir noch einige kleinere Anlagen und mischen Biomasse in Steinkohlekraftwerken bei. Für unsere Zulieferer haben wir Regeln definiert, mit denen wir erreichen wollen, dass unserer Verwendung von Biomasse keine Verstöße gegen Umweltschutzanforderungen und Menschenrechte vorausgegangen sind. Daher ist es wichtig für uns, dass wir die in unseren Kraftwerken verfeuerte Biomasse bis zur Quelle zurückverfolgen können. Dabei hilft uns das von Essent entwickelte Zertifizierungssystem „Green Gold Label“: Es deckt alle Verarbeitungsstufen ab – angefangen beim Anbau über die Weiterverarbeitung und den Transport bis hin zur Nutzung.

Beim Einkauf von Energierohstoffen nehmen wir umfassende Risikoprüfungen bei unseren Geschäftspartnern vor. Anbieter von Standardwaren und Dienstleistungen müssen bei uns ebenfalls Anforderungen in Bezug auf Arbeitsbedingungen und Umweltschutz einhalten. Für den Einkauf von Anlagen und komplexen Komponenten haben wir ein Qualitätsmanagement aufgebaut. Im Jahr 2011 hat sich die für den Kraftwerksbau zuständige RWE Technology nach ISO 9001, dem Standard für Qualitätsmanagement, zertifizieren lassen. Dadurch ist das Unternehmen verpflichtet, die Einhaltung von Arbeits- und Umweltstandards durch Partnerfirmen und deren Vorlieferanten zu überprüfen, z.B. durch Besuche vor Ort.

Für 2014 haben wir das Ziel, dass mindestens 98% unseres gesamten Einkaufsvolumens durch Vorgabe von Mindeststandards oder Risikoprüfungen abgedeckt sind. 2012 und 2013 haben wir dieses Ziel bereits erreicht.

(8) Arbeitssicherheit und Gesundheitsmanagement.

Unsere Mitarbeiter sollen so gesund nach Hause gehen, wie sie zur Arbeit gekommen sind. Diesem Anspruch so gut wie möglich gerecht zu werden ist Ziel unseres betrieblichen Gesundheitsmanagements (BGM). Im Jahr 2012 haben wir bei RWE Power ein Grundlagenprogramm aufgelegt, das eine Vielzahl von Maßnahmen umfasst, u.a. die Aufnahme des Themas Gesundheit in die Zielvereinbarungen für Führungskräfte. Nun prüfen wir, wie erfolgreich das Programm war, um es dann ggf. in weiteren RWE-Gesellschaften umzusetzen. Darüber hinaus gab es 2013 drei deutschlandweite Gesundheitskampagnen bei RWE. Zwei dieser Aktionen dienten der Früherkennung von Krankheiten, und zwar von Darmkrebs und Rheuma. Rund 6.800 bzw. 1.900 Mitarbeiter haben daran teilgenommen. Bei der dritten Kampagne luden wir Mitarbeiter ein, sich für die Deutsche Knochenmarkspenderdatei typisieren zu lassen. Dafür konnten wir über 300 Personen gewinnen.

Auch die Sicherheit der Arbeitsprozesse hat bei RWE einen hohen Stellenwert. Wir entwickeln unsere Arbeitsschutzkultur mit speziellen Programmen kontinuierlich weiter und erreichen damit, dass sich die Unfallzahlen verringern. Unser besonderes Augenmerk lag zuletzt auf Mitarbeitern von Partnerfirmen, die an Baustellen und in den Betrieben von RWE tätig sind. Unser speziell auf diese Zielgruppe ausgerichtetes Arbeitsschutzprogramm „Sicher voRWEg mit Partnerfirmen“ ist mit dem Deutschen Arbeitsschutzpreis 2013 in der Kategorie „Prozesslösung, Großunternehmen“ ausgezeichnet worden. Noch ein Beleg für den Erfolg dieses Programms – und weiterer Unfallschutzmaßnahmen von RWE – ist die Entwicklung der Unfallquote im Konzern, in der wir seit 2012 auch die Mitarbeiter von Partnerfirmen erfassen. Im vergangenen Jahr ereigneten sich 2,3 Unfälle je eine Million geleisteter Arbeitsstunden, die bei den betroffenen Mitarbeitern zu einer Ausfallzeit von mindestens einem Tag führten. Der Vorjahreswert hatte bei 2,8 gelegen. Unsere Unfallquote ist damit das zwölfte Jahr in Folge rückläufig. Bis 2016 wollen wir einen Wert unter 1,8 erreichen.

(9) Versorgungssicherheit. Energie – ob als Strom oder Wärme – muss zur Verfügung stehen, wenn sie gebraucht wird. Unsere Kunden vertrauen darauf, dass wir das sicherstellen. In der aktuellen Diskussion um die Versorgungssicherheit steht die Stabilität der Stromnetze im Vordergrund. Angebot und Nachfrage müssen hier kontinuierlich in Balance sein, damit die Netzfrequenz stabil bleibt. Unser Ziel ist, dass die durchschnittliche Ausfallzeit unserer deutschen Verteilnetze pro Kunde weniger als 30 Minuten im Jahr beträgt. Nach den jüngsten vorliegenden Statistiken lag sie 2013 mit rund 17 Minuten deutlich unter dieser Marke. Trotzdem halten wir das Ziel für ambitioniert, denn mit dem zunehmenden Ausbau der wetterabhängigen erneuerbaren Energien und dem vermehrten Einsatz dezentraler Stromerzeugungsanlagen steigen die Anforderungen an die Beschaffenheit und den Betrieb der Netze. Ende 2013 speisten knapp 300.000 Erneuerbare-Energien-Anlagen (Photovoltaik, Windkraft oder Biomasse) mit einer Gesamtleistung von rund 18 Gigawatt (GW) Strom in unser deutsches Verteilnetz ein. Davon sind rund 8 GW in den vergangenen vier Jahren hinzugekommen. Dementsprechend hoch sind die erforderlichen Investitionen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit: Wir planen, bis 2016 rund 650 Mio. € pro Jahr in unser deutsches Verteilnetz zu investieren. Beim Gas ist die Gefahr von Lieferunterbrechungen aufgrund der Pufferfunktion des Gasnetzes deutlich geringer. Hier lag die Ausfallzeit im Durchschnitt bei unter einer Minute pro Kunde.

(10) Innovation. Eine sichere, preisgünstige und klimaschonende Energieversorgung ist ohne technischen Fortschritt nicht machbar. Mit derzeit rund 200 Projekten auf dem Gebiet der Forschung und Entwicklung (F&E) leisten auch wir unseren Beitrag dazu, die Tür zur Energiewelt von morgen aufzustoßen. Dabei setzen wir bei der gesamten Wertschöpfungskette von RWE an – angefangen bei der Rohstoffgewinnung über die Umwandlung, Verteilung und Speicherung von Energie bis hin zu ihrer Nutzung durch den Kunden (siehe Seite 85 ff.). Unsere Maßnahmen steuern wir konzernübergreifend. Ausgangspunkt ist eine Entscheidung darüber, welche F&E-Themenfelder für RWE strategisch wichtig sind. Dies tun wir zu Beginn eines jeden Jahres. Unseren Erfolg messen wir daran, in welchem Umfang wir in diesen Themenfeldern konkrete Maßnahmen ergriffen und die Öffentlichkeit über unsere Tätigkeit informiert haben. Im vergangenen Jahr wurden alle wichtigen F&E-Gebiete abgedeckt.

RWE für nachhaltige Unternehmensführung ausgezeichnet. Unsere Leistungen auf dem Gebiet der nachhaltigen Unternehmensführung finden breite Anerkennung – auch am Kapitalmarkt. Im September 2013 sind wir zum 15. Mal in Folge für weitere zwölf Monate in den Dow Jones Sustainability World Index (DJSI World) und – nach einjähriger Pause – auch wieder in den Dow Jones Sustainability Europe Index (DJSI Europe) aufgenommen worden. Die Dow Jones Sustainability Indexes gelten weltweit als eine wichtige Indexgruppe für nachhaltige Unternehmensführung und zeichnen die jeweils Besten ihrer Branche aus. Sie werden von RobecoSAM in Kooperation mit Dow Jones Indexes zusammengestellt und veröffentlicht. Im Zuge der Aufnahme in den DJSI ist RWE von RobecoSAM mit dem Silver Class Award 2014 ausgezeichnet worden. Diese Ehrung wird Unternehmen zuteil, die mindestens 95% der Punkte des Erstplatzierten der jeweiligen Branche erreichen. RWE ist eines der wenigen deutschen Unternehmen, die seit dem Start des DJSI im Jahr 1999 ununterbrochen im Weltindex vertreten sind. Bewertet werden Leistungen in den Kategorien Ökonomie, Ökologie und Soziales. Traditionell gut schneidet RWE beim Risikomanagement und bei der Transparenz der Unternehmensführung ab. Hier waren wir 2013 in Teilgebieten sogar Branchenprimus.

Wichtige Nachhaltigkeitsindikatoren		2013	2012	2011	2010	2009
Umwelt						
RWE-eigene Anlagen						
NO _x -Emissionen ¹	g/kWh	0,68	0,69	0,60	0,58	0,67
SO ₂ -Emissionen ¹	g/kWh	0,37	0,40	0,31	0,29	0,34
Staubemissionen ¹	g/kWh	0,022	0,025	0,021	0,019	0,024
Asche ¹	Tsd. t	8.308	8.710	7.843	7.740	7.429
Gips ¹	Tsd. t	2.192	2.200	2.148	2.053	1.956
Primärenergieverbrauch ²	Mrd. kWh	409,6	435,7	390,6	403,0	368,2
Wasserverbrauch ^{1,3}	m ³ /MWh	1,45	1,56	1,62	1,41	1,70
CO ₂ -Emissionen Scope 1 ⁴	Mio. t	146,2	160,6	143,4	144,9	135,9
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,747	0,792	0,778	0,715	0,792
Gesamte Anlagen						
CO ₂ -Emissionen Scope 1 ⁵	Mio. t	165,7	181,7	163,8	167,1	151,3
CO ₂ -Emissionen Scope 2 ⁶	Mio. t	1,5	1,9	2,4	3,1	3,5
CO ₂ -Emissionen Scope 3 ⁷	Mio. t	105,0	105,2	121,0	135,7	128,1
Spezifische CO ₂ -Emissionen	t/MWh	0,756	0,792	0,787	0,732	0,796
Investitionen des Unternehmensbereichs						
Erneuerbare Energien	Mio. €	1.083	1.093	891	709	733
Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung	%	6,4 ⁸	5,5	4,3	4,0	3,5
F&E-Aufwendungen	Mio. €	151	150	146	149	110
Gesellschaft						
Mitarbeiter ⁹		66.341	70.208	72.068	70.856	70.726
Fluktuationsquote	%	11,5	10,8	10,1	8,3	8,7
Trainingstage je Mitarbeiter (Deutschland)		4,2	4,5	4,6	4,7	4,8
Gesundheitsquote	%	95,4	95,5	95,8	95,6	95,4
Arbeits- und Dienstwegeunfälle	LTIF ¹⁰	2,3	2,8	2,8	3,5	4,3
Tödliche Arbeitsunfälle ¹¹		1	4	3	3	5
Unternehmensführung						
Anteil Frauen im Unternehmen	%	27,7	27,5	27,1	26,2	26,1
Anteil Frauen an den Führungskräften ¹²	%	13,9	12,3	11,3	10,8	9,0
Umsatzanteil des RWE-Konzerns in Ländern mit hohem oder sehr hohem Korruptionsrisiko ¹³	%	13,0	13,7	12,4	12,0	12,7

1 Angepasste Daten für 2009 wegen der Einbeziehung von Niederlande/Belgien und Ungarn

2 Angepasste Daten für 2009 wegen der Einbeziehung von Niederlande/Belgien

3 Wasserentnahme der Kraftwerke abzgl. Wasserrückführung in Flüsse und andere Oberflächengewässer; ohne Kraftwerke mit Meerwasserkühlung

4 Scope 1: direkte CO₂-Emissionen aus eigenen Quellen (Öl- und Gasförderung, Gastransport, Stromerzeugung)

5 Inkl. Kraftwerke, die sich nicht in RWE-Eigentum befinden, über deren Einsatz wir aber aufgrund langfristiger Vereinbarungen frei verfügen können

6 Scope 2: indirekte CO₂-Emissionen durch den Transport und die Verteilung von konzernextern bezogenem Strom

7 Scope 3: indirekte CO₂-Emissionen, die nicht unter Scope 1 und Scope 2 fallen; sie stammen aus der Erzeugung konzernextern bezogenen Stroms, dem Transport und der Verteilung in Stromnetzen Dritter, der Förderung und dem Transport von eingesetzten Brennstoffen und dem Verbrauch von Gas, das wir an Kunden verkauft haben.

8 Stromerzeugung aus Wind (5,4 TWh), Wasser (4,0 TWh) und Biomasse (4,4 TWh)

9 Umgerechnet in Vollzeitstellen

10 Lost Time Incident Frequency (Zahl der Unfälle mit mindestens einem Ausfalltag je eine Million geleisteter Arbeitsstunden); Daten ab 2012 inkl. Mitarbeiter von Partnerfirmen, Daten für 2008 bis 2011 ohne Mitarbeiter von Partnerfirmen

11 Inkl. Mitarbeiter von Partnerfirmen

12 Umfasst die obersten vier Managementebenen; Daten ab 2010 inkl. Essent

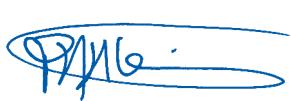
13 Länder, die im Korruptionswahrnehmungsindex der Organisation Transparency International (TI) auf einer Skala von null bis 100 mit kleiner als 60 eingestuft werden, wobei 100 für das geringste Korruptionsrisiko steht

3 VERSICHERUNG DER GESETZLICHEN VERTRETER

Wir versichern nach bestem Wissen, dass gemäß den anzuwendenden Rechnungslegungsgrundsätzen der Konzernabschluss ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt und im Konzernlagebericht der Geschäftsverlauf einschließlich des Geschäftsergebnisses und die Lage des Konzerns so dargestellt sind, dass ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt wird, sowie die wesentlichen Chancen und Risiken der voraussichtlichen Entwicklung des Konzerns beschrieben sind.

Essen, 14. Februar 2014

Der Vorstand



Terium



Schmitz



Günther



Tigges

4 KONZERNABSCHLUSS



4.1 GEWINN- UND VERLUSTRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang)	2013	2012
Umsatzerlöse (inkl. Erdgas-/Stromsteuer)	(1)	54.070	53.227
Erdgas-/Stromsteuer	(1)	2.677	2.456
Umsatzerlöse	(1)	51.393	50.771
Sonstige betriebliche Erträge	(2)	2.191	1.867
Materialaufwand	(3)	36.108	34.496
Personalaufwand	(4)	5.277	5.318
Abschreibungen	(5), (10)	7.619	5.071
Sonstige betriebliche Aufwendungen	(6)	4.452	3.908
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	(7)	384	261
Übriges Beteiligungsergebnis	(7)	-106	216
Finanzerträge	(8)	829	770
Finanzaufwendungen	(8)	2.722	2.862
Ergebnis vor Steuern		-1.487	2.230
Ertragsteuern	(9)	956	526
Ergebnis		-2.443	1.704
Davon: Ergebnisanteile anderer Gesellschafter		210	302
Davon: Ergebnisanteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		104	96
Davon: Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG		-2.757	1.306
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie in €	(28)	-4,49	2,13

4.2 GESAMTERGEBNISRECHNUNG¹

in Mio. €	(s. Anhang)	2013	2012
Ergebnis		-2.443	1.704
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	451	-2.276	
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	-71	-26	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	380	-2.302	
Unterschied aus der Währungsumrechnung	(22)	-711	318
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	(29)	37	106
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	(29)	-220	-131
Anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	(22)	55	-20
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-839	273	
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen (Other Comprehensive Income)		-459	-2.029
Summe der erfassten Erträge und Aufwendungen (Total Comprehensive Income)		-2.902	-325
Davon: auf Aktionäre der RWE AG entfallend		(-3.214)	(-697)
Davon: auf Hybridkapitalgeber der RWE AG entfallend		(104)	(96)
Davon: auf andere Gesellschafter entfallend		(208)	(276)

1 Beträge nach Steuern

4.3 BILANZ¹

Aktiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Langfristiges Vermögen				
Immaterielle Vermögenswerte	(10)	13.198	16.017	16.946
Sachanlagen	(11)	33.305	36.006	34.847
Investment Property	(12)	96	111	136
At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(13)	4.254	3.625	4.113
Übrige Finanzanlagen	(14)	884	959	836
Finanzforderungen	(15)	506	1.461	1.928
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	1.071	1.519	2.041
Ertragsteueransprüche		171	60	71
Latente Steuern	(17)	3.258	3.580	2.597
		56.743	63.338	63.515
Kurzfristiges Vermögen				
Vorräte	(18)	2.360	3.128	3.342
Finanzforderungen	(15)	988	1.737	2.171
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	(19)	7.959	8.033	7.468
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	(16)	6.161	6.501	8.934
Ertragsteueransprüche		212	165	198
Wertpapiere	(20)	2.791	2.604	4.995
Flüssige Mittel	(21)	3.905	2.672	2.009
		24.376	24.840	29.117
		81.119	88.178	92.632

Passiva in Mio. €	(s. Anhang)	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Eigenkapital				
Anteile der Aktionäre der RWE AG	(22)	7.738	12.171	14.028
Anteile der Hybridkapitalgeber der RWE AG		2.701	2.702	1.759
Anteile anderer Gesellschafter		1.698	1.616	1.347
		12.137	16.489	17.134
Langfristige Schulden				
Rückstellungen	(24)	27.119	27.991	23.753
Finanzverbindlichkeiten	(25)	16.539	15.417	15.428
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	2.233	2.714	3.438
Latente Steuern	(17)	1.212	1.323	1.696
		47.103	47.445	44.315
Kurzfristige Schulden				
Rückstellungen	(24)	6.389	4.811	5.327
Finanzverbindlichkeiten	(25)	2.149	4.529	6.495
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	(26)	6.468	7.315	7.886
Ertragsteuerverbindlichkeiten		232	136	144
Übrige Verbindlichkeiten	(27)	6.641	7.453	11.331
		21.879	24.244	31.183
		81.119	88.178	92.632

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

4.4 KAPITALFLUSSRECHNUNG

in Mio. €	(s. Anhang, 32)	2013	2012
Ergebnis		-2.443	1.704
Abschreibungen/Zuschreibungen		7.655	5.356
Veränderung der Rückstellungen		2.167	371
Veränderung der latenten Steuern		100	-341
Ergebnis aus dem Abgang von Anlagegegenständen und Wertpapieren		-366	-530
Sonstige zahlungsunwirksame Erträge/Aufwendungen		-45	-1.114
Veränderung des Nettoumlauvermögens		-1.313	-1.051
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit		5.755	4.395
Immaterielle Vermögenswerte/Sachanlagen/Investment Property			
Investitionen		-4.488	-5.081
Einnahmen aus Anlagenabgängen		227	397
Akquisitionen/Beteiligungen			
Investitionen		-83	-412
Einnahmen aus Anlagenabgängen/Desinvestitionen		1.658	1.881
Veränderung der Wertpapiere und Geldanlagen		54	2.212
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (vor Dotierung Contractual Trust Arrangement)		-2.632	-1.003
Dotierung Contractual Trust Arrangement		-14	-282
Cash Flow aus der Investitionstätigkeit (nach Dotierung Contractual Trust Arrangement)		-2.646	-1.285
Kapitalveränderungen (einschließlich anderer Gesellschafter)		163	56
Aufnahme von Hybridkapital ¹			892
Dividenden/Ausschüttungen an RWE-Aktionäre und andere Gesellschafter		-1.611	-1.556
Aufnahme von Finanzschulden ²		7.454	7.298
Tilgung von Finanzschulden		-7.863	-9.153
Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit		-1.857	-2.463
Zahlungswirksame Veränderung der flüssigen Mittel		1.252	647
Einfluss von Wechselkurs- und sonstigen Wertänderungen auf die flüssigen Mittel		-19	16
Veränderung der flüssigen Mittel		1.233	663
Flüssige Mittel zum Anfang des Berichtszeitraums		2.672	2.009
Flüssige Mittel zum Ende des Berichtszeitraums laut Konzernbilanz		3.905	2.672

1 Umfasst gemäß IFRS die Aufnahme von als Eigenkapital zu klassifizierendem Hybridkapital

2 Einschließlich gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

4.5 VERÄNDERUNG DES EIGENKAPITALS¹

Veränderung des Eigenkapitals in Mio. € (s. Anhang, 22)	Gezeich- netes Kapital der RWE AG	Kapital- rücklage der RWE AG	Gewinn- rücklage und Bilanz- gewinn	Eigene Aktien	Accumulated Other Comprehensive Income			Anteile der Aktionäre der RWE AG	Anteile der Hybrid- kapital- geber der RWE AG	Anteile anderer Gesell- schafter	Summe
					Unter- schied aus der Währungs- umrech- nung	Marktbewertung von Finanzinstrumenten	Zur Ver- äußerung verfügbar				
Stand:											
01.01.2012	1.574	2.385	10.804	-24	177	-37	-851	14.028	1.759	1.347	17.134
Kapital- einzahlung									892	11	903
Ausgabe eigener Aktien			-16	24				8			8
Dividenden- zahlungen ²			-1.229					-1.229	-81	-180	-1.490
Ergebnis			1.306					1.306	96	302	1.704
Other Com- prehensive Income			-2.213		271	70	-131	-2.003		-26	-2.029
Total Compre- hensive Income			-907		271	70	-131	-697	96	276	-325
Übrige Verän- derungen			61					61	36	162	259
Stand:											
31.12.2012	1.574	2.385	8.713		448	33	-982	12.171	2.702	1.616	16.489
Kapital- rückzahlung										-156	-156
Dividenden- zahlungen ²			-1.229					-1.229	-145	-176	-1.550
Ergebnis			-2.757					-2.757	104	210	-2.443
Other Com- prehensive Income			325		-645	83	-220	-457		-2	-459
Total Compre- hensive Income			-2.432		-645	83	-220	-3.214	104	208	-2.902
Übrige Veränderungen			10					10	40	206	256
Stand:											
31.12.2013	1.574	2.385	5.062		-197	116	-1.202	7.738	2.701	1.698	12.137

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

2 Nach Umgliederung von Minderheitenanteilen in die übrigen Verbindlichkeiten gemäß IAS 32

4.6 ANHANG

Allgemeine Grundlagen

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

Der Konzernabschluss zum 31. Dezember 2013 ist am 14. Februar 2014 vom Vorstand der RWE AG zur Veröffentlichung freigegeben worden. Aufgestellt wurde er nach den International Financial Reporting Standards (IFRS), wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden handelsrechtlichen Vorschriften. Die Vorjahreszahlen sind nach denselben Grundsätzen ermittelt worden.

Neben der Gewinn- und Verlustrechnung, der Gesamtergebnisrechnung sowie der Bilanz und der Kapitalflussrechnung wird die Veränderung des Eigenkapitals gezeigt. Der Anhang enthält zudem eine Segmentberichterstattung.

Zum Zwecke einer klareren Darstellung sind verschiedene Posten der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung zusammengefasst worden. Im Anhang werden diese Posten gesondert ausgewiesen und erläutert. Die Gewinn- und Verlustrechnung ist nach dem Gesamtkostenverfahren gegliedert.

Der Konzernabschluss wird in Euro aufgestellt. Alle Beträge sind – soweit nicht anders angegeben – in Millionen Euro (Mio. €) ausgewiesen. Aus rechentechnischen Gründen können Rundungsdifferenzen auftreten.

Der vorliegende Abschluss bezieht sich auf das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013.

Aufstellung, Vollständigkeit und Richtigkeit des Konzernabschlusses sowie des – mit dem Lagebericht der RWE AG zusammengefassten – Konzernlageberichts liegen in der Verantwortung des Vorstands der RWE AG.

Durch interne Kontrollsysteme, den Einsatz konzernweit einheitlicher Richtlinien sowie Maßnahmen zur Aus- und Weiterbildung der Mitarbeiter gewährleisten wir die Ordnungsmäßigkeit des Konzernabschlusses und des Konzernlageberichts. Die Einhaltung der gesetzlichen Vorschriften und der konzerninternen Richtlinien sowie die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Kontrollsysteme werden kontinuierlich konzernweit geprüft.

Das Risikomanagementsystem des Konzerns ist entsprechend den Anforderungen des Gesetzes zur Kontrolle und Transparenz im Unternehmensbereich (KonTraG) darauf ausgerichtet, dass der Vorstand Risiken frühzeitig erkennen und bei Bedarf Gegenmaßnahmen ergreifen kann.

Der Konzernabschluss, der zusammengefasste Lagebericht und der Prüfungsbericht werden in Anwesenheit des Abschlussprüfers im Prüfungsausschuss und in der Bilanzsitzung des Aufsichtsrats eingehend erörtert. Aus dem Bericht des Aufsichtsrats auf Seite 106 ff. geht das Ergebnis der Prüfung durch den Aufsichtsrat hervor.

Konsolidierungskreis

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

Anteile an Tochterunternehmen, an Gemeinschaftsunternehmen oder an assoziierten Unternehmen, die aus Konzernsicht von untergeordneter Bedeutung sind, werden nach IAS 39 bilanziert.

Anzahl vollkonsolidierter Unternehmen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2013	164	202	366
Erstkonsolidierungen	5	8	13
Entkonsolidierungen	-2	-7	-9
Verschmelzungen	-7	-6	-13
Stand 31.12.2013	160	197	357

Erst- und Entkonsolidierungen werden grundsätzlich zum Zeitpunkt des Übergangs der Beherrschung vorgenommen.

Veräußerungen

Mit Wirkung zum 20. Dezember 2013 hat RWE ihre 100%-Anteile an Electricity Plus Supply Ltd. und Gas Plus Supply Ltd. für 218 Mio. € veräußert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 199 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Die Gesellschaften waren dem Segment Vertrieb Großbritannien zugeordnet.

RWE hat im März 2013 einen Vertrag über den Verkauf von 100% ihrer Anteile an der NET4GAS, dem unabhängigen Gastransportnetzbetreiber in der Tschechischen Republik, an ein Konsortium bestehend aus Allianz und Borealis Infrastructure für rund 1,6 Mrd. € unterzeichnet. Nach Erhalt noch ausstehender Genehmigungen der zuständigen Behörden konnte der Verkauf im August 2013 abgeschlossen werden. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 236 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. NET4GAS war dem Segment Zentralost-/Südosteuropa zugeordnet.

Der Anteilsbesitz des Konzerns gemäß § 313 Abs. 2 HGB wird auf Seite 200 ff. dargestellt.

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

Anzahl at-Equity-bilanzierter Beteiligungen	Inland	Ausland	Gesamt
Stand 01.01.2013	67	46	113
Erwerbe	2		2
Veräußerungen	-3	-12	-15
Umwandlungen	7	-3	4
Stand 31.12.2013	73	31	104

Am 22. Februar 2013 hat RWE ihren 80%-Anteil an der Gocher Bioenergie GmbH für 30 Mio. € veräußert. Der Entkonsolidierungsgewinn betrug 2 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Erträge“ ausgewiesen. Die Gesellschaft war dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet.

Mit gleichem Datum hat RWE ihren 51%-Anteil an der BEB Bio Energie Baden GmbH für 23 Mio. € veräußert. Der Entkonsolidierungsverlust betrug 0,1 Mio. € und wird in der Gewinn- und Verlustrechnung unter dem Posten „Sonstige betriebliche Aufwendungen“ ausgewiesen. Die Gesellschaft war dem Segment Erneuerbare Energien zugeordnet.

Am 8. November 2013 veräußerte die RWE Npower Renewables Ltd. mittelbar 49% der Anteile an der Gesellschaft ML Wind LLP an die Fondsgesellschaft Greencoat UK Wind. Durch interne gesellschaftsrechtliche Umstrukturierungen waren zuvor die Onshore Windparks Lindhurst und Middlemoor in die Gesellschaft ML Wind LLP eingebettet worden. Der Verkaufspreis für den 49%-Anteil an der ML Wind LLP betrug 71 Mio. €. RWE beherrscht die Gesellschaft weiterhin. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 36 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 48 Mio. €.

Am 22. März 2013 hat RWE einen 49,9%-Anteil an der Rhyl Flats Wind Farm Ltd., Swindon, Großbritannien, für 115 Mio. £ veräußert. RWE beherrscht die einen Offshore-Windpark vor der walisischen Küste betreibende Gesellschaft weiterhin. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 17 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 118 Mio. €.

Mit gleichem Datum hat RWE einen 41%-Anteil an der Little Cheyne Court Wind Farm Ltd., Swindon, Großbritannien, für 51 Mio. £ veräußert. RWE beherrscht die einen Onshore-Windpark in der Grafschaft Kent im Südosten Englands betreibende Gesellschaft weiterhin. Durch den Verkauf erhöhten sich die Anteile der Aktionäre der RWE AG am Eigenkapital um 32 Mio. € und die Anteile anderer Gesellschafter um 27 Mio. €.

Am 19. September 2013 hat RWE die dem Segment Trading/Gas Midstream zugeordnete at-Equity-bilanzierte Beteiligung an Excelerate Energy, The Woodlands, USA, veräußert.

Am 24. Dezember 2013 haben der genossenschaftliche niederländische Pensionsfonds PGGM und der Energiedienstleister Dalkia einen Vertrag mit RWE über die Veräußerung der Fernwärmeaktivitäten von Essent Local Energy Solutions (ELES) unterzeichnet. ELES ist dem Segment Vertrieb Niederlande/Belgien zugeordnet. Zusätzlich übernehmen PGGM und Dalkia u.a. mit dem Fernwärmennetz verbundene Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, die dem Segment Konventionelle Stromerzeugung zugehörig sind. Die niederländische Kartellbehörde hat der Transaktion im ersten Quartal 2014 zugestimmt.

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. Die Übertragung der Anteile erfolgt voraussichtlich im ersten Halbjahr 2014 nach den erforderlichen Genehmigungen der zuständigen Behörden sowie der Stadt Budapest, die die übrigen 50,17% an der FÖGÁZ hält. Die Gesellschaft ist dem Segment Zentralost-/Südosteuropa zugeordnet.

Im Rahmen von Unternehmenstransaktionen wurden Kaufpreise in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 51 Mio. €) und Verkaufspreise in Höhe von 1.236 Mio. € (Vorjahr: 378 Mio. €) erzielt; sie wurden ausschließlich in Zahlungsmitteln entrichtet.

Aus Änderungen des Konsolidierungskreises sind langfristige Vermögenswerte (inkl. latenter Steuern) von 1.345 Mio. € und flüssige Mittel von 87 Mio. € abgegangen sowie kurzfristige Vermögenswerte (ohne flüssige Mittel) von 290 Mio. € zugegangen; die lang- und kurzfristigen Schulden haben sich um 71 Mio. € vermindert.

Die Einflüsse von Änderungen des Konsolidierungskreises sind – soweit von besonderer Bedeutung – im Anhang vermerkt.

Konsolidierungsgrundsätze

Die in den Konzernabschluss einbezogenen Abschlüsse der in- und ausländischen Unternehmen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt. Tochterunternehmen, deren Geschäftsjahr nicht am Konzernabschluss-Stichtag (31. Dezember) endet, stellen grundsätzlich zu diesem Termin einen Zwischenabschluss auf.

Unternehmenszusammenschlüsse werden nach der Erwerbsmethode bilanziert. Das heißt, bei der Kapitalkonsolidierung wird der Kaufpreis zuzüglich des Betrags der Minderheitenanteile mit dem neu bewerteten Nettovermögen der erworbenen Tochterunternehmen zum Erwerbszeitpunkt verrechnet. Dabei können Minderheitenanteile entweder mit dem entsprechenden Anteil des identifizierbaren Nettovermögens oder mit ihrem beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Die ansatzfähigen Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden der Tochterunternehmen werden – unabhängig von der Höhe des

Minderheitenanteils – mit ihren vollen beizulegenden Zeitwerten angesetzt. Immaterielle Vermögenswerte sind gesondert vom Geschäfts- oder Firmenwert zu bilanzieren, wenn sie vom Unternehmen abtrennbar sind oder aus einem vertraglichen oder anderen Recht resultieren. Bei der Kaufpreisallokation werden gemäß IFRS 3 Restrukturierungsrückstellungen nicht neu gebildet. Übersteigt der Kaufpreis das neu bewertete anteilige Nettovermögen der erworbenen Tochtergesellschaft, wird der Unterschiedsbetrag als Geschäfts- oder Firmenwert aktiviert. Liegt der Kaufpreis darunter, wird der Unterschiedsbetrag erfolgswirksam aufgelöst.

Im Fall einer Entkonsolidierung werden die Restbuchwerte der aktivierte Geschäfts- oder Firmenwerte bei der Berechnung des Veräußerungserfolgs berücksichtigt. Anteilsänderungen, bei denen die Möglichkeit der Beherrschung des Tochterunternehmens fortbesteht, werden ergebnisneutral erfasst. Kommt

es dagegen zu einem Wechsel im Beherrschungsstatus, werden die verbleibenden Anteile erfolgswirksam neu bewertet.

Aufwendungen und Erträge sowie Forderungen und Verbindlichkeiten zwischen den konsolidierten Unternehmen werden eliminiert. Zwischenergebnisse werden herausgerechnet.

Bei at-Equity-bilanzierten Beteiligungen werden Geschäfts- oder Firmenwerte nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung erfasst. Im Übrigen gelten die oben beschriebenen Konsolidierungsgrundsätze analog. Falls außer-

planmäßige Abschreibungen des Equity-Wertes erforderlich werden, weisen wir diese im Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen aus. Die Abschlüsse der nach der Equity-Methode bilanzierten Beteiligungen werden nach einheitlichen Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden aufgestellt.

Währungsumrechnung

Die Gesellschaften bewerten in ihren Einzelabschlüssen nicht monetäre Posten in fremder Währung zum Bilanzstichtag mit dem Wechselkurs, der am Tag der Erstverbuchung galt. Monetäre Posten werden mit dem Kurs am Bilanzstichtag umgerechnet. Bis zum Bilanzstichtag eingetretene Kursgewinne und -verluste aus der Bewertung von monetären Bilanzposten in fremder Währung werden ergebniswirksam in den sonstigen betrieblichen Erträgen oder Aufwendungen berücksichtigt.

Als Umrechnungsverfahren für Abschlüsse von Gesellschaften außerhalb der Eurozone wird die funktionale Währungsumrechnung angewendet. Da die in den Konzernabschluss einbezogenen wesentlichen Auslandsgesellschaften ihr Geschäft selbstständig in ihrer Landeswährung betreiben, werden ihre

Bilanzposten im Konzernabschluss zu Tagesmittelkursen am Bilanzstichtag in Euro umgerechnet. Dies gilt auch für die Geschäfts- oder Firmenwerte, die als Vermögenswerte der wirtschaftlich selbstständigen ausländischen Teileinheiten betrachtet werden. Differenzen gegenüber der Vorjahresumrechnung weisen wir als erfolgsneutrale Veränderung im Other Comprehensive Income aus. Aufwands- und Ertragsposten werden mit Jahresdurchschnittskursen umgerechnet. Bei der Umrechnung der Eigenkapitalfortschreibung ausländischer Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert werden, gehen wir entsprechend vor.

Für die Währungsumrechnung wurden u.a. folgende Wechselkurse zugrunde gelegt:

Wechselkurse in €	Durchschnitt		Stichtag	
	2013	2012	31.12.2013	31.12.2012
1 US-Dollar	0,75	0,77	0,73	0,76
1 Pfund Sterling	1,18	1,23	1,20	1,23
100 tschechische Kronen	3,84	3,98	3,65	3,98
100 ungarische Forint	0,34	0,35	0,34	0,34
1 polnischer Zloty	0,24	0,24	0,24	0,25

Rechnungslegungsmethoden

Immaterielle Vermögenswerte werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Sämtliche immaterielle Vermögenswerte mit Ausnahme von Geschäfts- oder Firmenwerten weisen eine bestimmbare Nutzungsdauer auf und werden planmäßig linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Software für kaufmännische und technische Anwendungen wird über drei bis fünf Jahre abgeschrieben. Die Summe der zum Betrieb einer Kraftwerksanlage erforderlichen Genehmigungen wird als Operating Right oder Nutzungs- und Betriebskonzession bezeichnet. Operating Rights werden grundsätzlich über die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Kraftwerksanlage linear abgeschrieben. Die Nutzungsdauer von Wegenutzungsverträgen im Strom- und Gasbereich sowie von sonstigen Nutzungsrechten beträgt bis zu 20 Jahre. Konzessionen im Wasser- geschäft laufen i.d.R. über einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren. Aktivierte Kundenbeziehungen werden über maximal zehn Jahre abgeschrieben. Die Nutzungsdauern und Abschreibungsmethoden werden jährlich überprüft.

Geschäfts- oder Firmenwerte werden nicht planmäßig abgeschrieben, sondern einmal im Jahr sowie bei Vorliegen von Anhaltspunkten für eine Wertminderung einem Werthaltigkeitstest (Impairment-Test) unterzogen.

Entwicklungsausgaben werden aktiviert, wenn ein neu entwickeltes Produkt oder Verfahren eindeutig abgegrenzt werden kann, technisch realisierbar ist und entweder die eigene Nutzung oder die Vermarktung vorgesehen ist. Weiterhin setzt die Aktivierung voraus, dass den Entwicklungsausgaben mit hinreichender Wahrscheinlichkeit künftige Finanzmittelzuflüsse gegenüberstehen. Aktivierte Entwicklungsausgaben werden planmäßig über den erwarteten Zeitraum des Verkaufs der Produkte abgeschrieben. Forschungsausgaben werden in der Periode ihrer Entstehung als Aufwand erfasst.

Immaterielle Vermögenswerte werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag des Vermögenswertes den Buchwert unterschreitet. Eine gesonderte Regelung gilt für den Fall, dass der Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ist. Letztere ist definiert als die kleinste identifizierbare Gruppe von Vermögenswerten, die Mittelzuflüsse erzeugen; dabei müssen die Mittelzuflüsse weitestgehend

unabhängig von denen anderer Vermögenswerte oder anderer Gruppen von Vermögenswerten sein. Ist ein immaterieller Vermögenswert Teil einer Zahlungsmittel generierenden Einheit, wird die Abschreibung auf der Basis des erzielbaren Betrags der Einheit ermittelt. Wurde einer Zahlungsmittel generierenden Einheit ein Geschäfts- oder Firmenwert zugeordnet und übersteigt ihr Buchwert den erzielbaren Betrag, so wird zunächst der Geschäfts- oder Firmenwert in Höhe des Differenzbetrags außerplanmäßig abgeschrieben. Ein darüber hinausgehender Abwertungsbedarf wird durch anteilige Reduzierung der Buchwerte der übrigen Vermögenswerte der Zahlungsmittel generierenden Einheit berücksichtigt. Wenn der Grund für eine früher vorgenommene außerplanmäßige Abschreibung entfallen ist, werden die immateriellen Vermögenswerte zugeschrieben. Allerdings darf der durch Zuschreibung erhöhte Buchwert nicht die fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten übersteigen. Bei Geschäfts- oder Firmenwerten werden keine Zuschreibungen vorgenommen.

Sachanlagen werden mit den fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bilanziert. Fremdkapitalkosten werden als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert, wenn sie unmittelbar dem Erwerb oder der Herstellung eines „qualifizierten Vermögenswertes“ zugeordnet werden können, bei dem ein beträchtlicher Zeitraum erforderlich ist, um ihn in seinen beabsichtigten gebrauchs- oder verkaufsfähigen Zustand zu versetzen. Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Instandhaltungs- und Reparaturkosten werden als Aufwand erfasst.

Die Bilanzierung von Explorationsbohrungen zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten folgt der Successful-Efforts-Methode. Das heißt, Explorationsausgaben werden nur dann aktiviert, wenn Maßnahmen erfolgreich waren – also insbesondere zur Entdeckung von Rohöl- oder Gasvorkommen geführt haben. Ausgaben für Seismik und Geologie werden als Aufwand erfasst. Entsprechend der Unit-of-Production-Methode schreiben wir die aktivierte Explorationsausgaben noch nicht in der Explorationsphase ab, sondern erst ab Produktionsbeginn. Werthaltigkeitstests werden durchgeführt, sobald Tatsachen und Indizien darauf hindeuten, dass der Buchwert den erzielbaren Betrag übersteigt.

Sachanlagen – mit Ausnahme von Grund und Boden sowie grundstücksgleichen Rechten – werden grundsätzlich linear abgeschrieben, sofern nicht in Ausnahmefällen ein anderer Abschreibungsverlauf dem Nutzungsverlauf eher entspricht. Für planmäßige Abschreibungen unserer typischen Anlagen legen wir die folgenden konzerneinheitlichen Nutzungsdauern zugrunde:

Nutzungsdauer in Jahren	
Gebäude	12 – 75
Technische Anlagen	
Thermische Kraftwerke	10 – 43
Windkraftanlagen	bis zu 20
Stromnetze	20 – 45
Wasserleitungsnetze	20 – 80
Gas- und Wasserspeicher	15 – 60
Gasverteilungsanlagen	10 – 40
Anlagen im Bergbau	3 – 25
Grubenaufschlüsse im Bergbau	33 – 35
Bohrungen Upstream Gas & Öl	bis zu 28

Im Wege des Finanzierungsleasing gemietete Sachanlagen werden mit dem beizulegenden Zeitwert oder mit dem Barwert der Mindestleasingraten aktiviert, je nachdem, welcher Wert niedriger ist. Sie werden linear über die voraussichtliche Nutzungsdauer oder über die kürzere Vertragslaufzeit abgeschrieben.

Die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung von Sachanlagen folgt den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

Investment Property (als Finanzinvestition gehaltene Immobilien) umfasst alle Immobilien, die zur Erzielung von Mieteinnahmen oder langfristigen Wertsteigerungen gehalten und weder in der Produktion noch für Verwaltungszwecke eingesetzt werden. Es wird zu fortgeführten Anschaffungs- oder Herstellungskosten bewertet. Bei der erstmaligen Bewertung sind auch Transaktionskosten einzubeziehen. Abnutzbares Investment Property wird über eine Laufzeit von 16 bis 50 Jahren linear abgeschrieben. Der beizulegende Zeitwert des Investment Property ist im Anhang angegeben. Er wird nach international anerkannten Bewertungsmethoden, z.B. der Discounted-Cash-Flow-Methode, ermittelt oder aus den aktuellen Marktpreisen vergleichbarer Immobilien abgeleitet.

Auch bei Investment Property folgt die außerplanmäßige Abschreibung und Zuschreibung den für immaterielle Vermögenswerte beschriebenen Grundsätzen.

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen werden zunächst mit den Anschaffungskosten und in den Folgeperioden mit dem fortgeschriebenen anteiligen Nettovermögen bilanziert. Dabei werden die Buchwerte jährlich um die anteiligen Ergebnisse, die Ausschüttungen und alle weiteren Eigenkapitalveränderungen erhöht oder vermindert. Geschäfts- oder Firmenwerte sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern im Wertansatz der Beteiligung enthalten. Eine planmäßige Abschreibung der Geschäfts- oder Firmenwerte findet nicht statt. Nach der Equity-Methode bilanzierte Beteiligungen werden außerplanmäßig abgeschrieben, wenn der erzielbare Betrag den Buchwert unterschreitet.

Die unter den **übrigen Finanzanlagen** ausgewiesenen Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen und an nicht nach der Equity-Methode bilanzierten assoziierten Unternehmen/Gemeinschaftsunternehmen sowie die übrigen Beteiligungen und die langfristigen Wertpapiere gehören der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an. In diese Kategorie fallen Finanzinstrumente, die keine Kredite und Forderungen oder bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen darstellen und nicht erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden. Sie werden sowohl bei der Erstbilanzierung als auch in den Folgeperioden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt, sofern dieser verlässlich ermittelbar ist. Die Erstbewertung findet zum Erfüllungstag statt; nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern im Other Comprehensive Income erfasst. Bei Veräußerung der Finanzinstrumente wird der Gewinn oder Verlust erfolgswirksam. Liegen wesentliche objektive Anzeichen für eine Wertminderung eines Vermögenswertes vor, wird dieser erfolgswirksam abgeschrieben. Solche Anzeichen könnten sein, dass es für einen finanziellen Vermögenswert keinen aktiven Markt mehr gibt oder dass sich ein Schuldner in finanziellen Schwierigkeiten befindet und möglicherweise bereits mit den Zins- und Tilgungszahlungen in Verzug ist.

Die Forderungen umfassen die **Finanzforderungen**, die **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** sowie **sonstige Forderungen**. Von derivativen Finanzinstrumenten abgesehen, werden **Forderungen und sonstige Vermögenswerte** mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Erforderliche Wertberichtigungen orientieren sich am tatsächlichen Ausfallrisiko. Gemäß konzerninternen Vorgaben werden die Wertansätze bei

Forderungen grundsätzlich über ein Wertberichtigungskonto korrigiert. In den Forderungen aus Lieferungen und Leistungen von Versorgungsbetrieben sind erhaltene Abschlagszahlungen auf den abgegrenzten, noch nicht abgelesenen Verbrauch unserer Kunden verrechnet.

Die unter den Finanzforderungen ausgewiesenen Ausleihungen sind mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Marktüblich verzinsliche Ausleihungen werden zum Nominalwert bilanziert, zinslose oder niedrigverzinsliche Ausleihungen dagegen grundsätzlich mit ihrem abgezinsten Betrag unter Verwendung eines risikoadäquaten Zinssatzes.

CO₂-Emissionsrechte werden als immaterielle Vermögenswerte bilanziert und unter den sonstigen Vermögenswerten ausgewiesen. Sowohl entgeltlich erworbene als auch frei zugeteilte Rechte werden zu Anschaffungskosten bewertet; eine planmäßige Abschreibung findet nicht statt.

Latente Steuern resultieren aus temporären Unterschieden zwischen IFRS- und Steuerbilanzen der Einzelgesellschaften sowie aus Konsolidierungsvorgängen. Die aktiven latenten Steuern umfassen auch Steuerminderungsansprüche, die sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorräte in Folgejahren ergeben. Latente Steuern sind dann zu aktivieren, wenn damit verbundene wirtschaftliche Vorteile mit hinreichender Sicherheit genutzt werden können. Ihre Höhe richtet sich nach den Steuersätzen, die im betreffenden Land zum Realisationszeitpunkt gelten bzw. voraussichtlich gelten werden. Maßgeblich sind die am Bilanzstichtag gültigen bzw. verabschiedeten steuerlichen Vorschriften. Für die Berechnung der latenten Steuern in Deutschland wird ein Steuersatz von 31,4% (Vorjahr: 31,4%) herangezogen. Er ergibt sich aus dem geltenden Körperschaftsteuersatz von 15%, dem Solidaritätszuschlag in Höhe von 5,5% und dem konzerndurchschnittlichen Gewerbeertragsteuersatz. Aktive und passive latente Steuern werden je Gesellschaft bzw. Organkreis saldiert.

Vorräte sind Vermögenswerte, die zum Verkauf im normalen Geschäftsgang gehalten werden (fertige Erzeugnisse und Waren), die sich in der Herstellung befinden (unfertige Erzeugnisse und Leistungen) oder die bei der Herstellung von Produkten oder der Erbringung von Dienstleistungen verbraucht werden (Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe einschließlich Kernbrennelemente und Vorabrum des Braunkohlebergbaus).

Sofern die Vorräte nicht hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden sie zu Anschaffungs- oder Herstellungskosten oder zu niedrigeren Nettoveräußerungswerten angesetzt. Die Herstellungskosten entsprechen den produktionsorientierten Vollkosten; sie werden auf der Grundlage einer normalen Kapazitätsauslastung ermittelt und enthalten neben den direkt zurechenbaren Kosten auch angemessene Teile der notwendigen Material- und Fertigungsgemeinkosten. Fertigungsbedingte Abschreibungen sind ebenfalls berücksichtigt. Fremdkapitalkosten werden dagegen nicht als Teil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Für die Bewertung werden i.d.R. Durchschnittswerte herangezogen. Der Abraumverbrauch des Braunkohlebergbaus wird nach dem Prinzip „First in – first out“ (Fifo-Verfahren) ermittelt.

Soweit bei früher abgewerteten Vorräten der Nettoveräußerungswert gestiegen ist, wird die Wertaufholung als Minderung des Materialaufwands erfasst.

Kernbrennelemente werden mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Die Abschreibungen werden arbeitsabhängig nach dem Verbrauch und leistungsabhängig nach der Nutzungsdauer des Reaktors ermittelt.

Vorräte, die hauptsächlich mit der Absicht erworben wurden, aus einem kurzfristigen Weiterverkauf Gewinne zu erzielen, werden mit dem beizulegenden Zeitwert abzüglich der Vertriebsaufwendungen bilanziert. Wertänderungen werden erfolgswirksam erfasst.

Zu den als kurzfristig ausgewiesenen **Wertpapieren** zählen im Wesentlichen die Wertpapiere in Spezialfonds sowie festverzinsliche Titel, die beim Erwerb eine Restlaufzeit von mehr als drei Monaten und weniger als einem Jahr haben. Die Wertpapiere gehören ausnahmslos der Kategorie „Zur Veräußerung verfügbar“ an und werden mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Erstbewertung werden Transaktionskosten berücksichtigt, die direkt dem Erwerb des Wertpapiers zuzurechnen sind; die Erstbewertung erfolgt zum Erfüllungstag. Nicht realisierte Gewinne und Verluste werden unter Berücksichtigung latenter Steuern erfolgsneutral im Other Comprehensive Income erfasst. Liegen wesentliche objektive Hinweise auf eine Wertminderung vor, wird erfolgswirksam abgeschrieben. Erfolgswirksam sind auch die Ergebnisse aus der Veräußerung von Wertpapieren.

Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Als **Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte** sind Vermögenswerte ausgewiesen, die in ihrem gegenwärtigen Zustand veräußert werden können und deren Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Dabei kann es sich um einzelne langfristige Vermögenswerte, um Gruppen von Vermögenswerten (Veräußerungsgruppen) oder um Geschäftsbereiche (nicht fortgeführte Aktivitäten bzw. Discontinued Operations) handeln. Schulden, die zusammen mit Vermögenswerten in einer Transaktion abgegeben werden sollen, sind Bestandteil einer Veräußerungsgruppe oder nicht fortgeführten Aktivität und werden als **Zur Veräußerung bestimmte Schulden** gesondert ausgewiesen.

Zur Veräußerung bestimmte langfristige Vermögenswerte unterliegen keiner planmäßigen Abschreibung. Sie werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten angesetzt, sofern dieser Betrag niedriger ist als der Buchwert.

Gewinne oder Verluste aus der Bewertung einzelner zur Veräußerung bestimmter Vermögenswerte und von Veräußerungsgruppen werden bis zur endgültigen Veräußerung im Ergebnis aus fortgeführten Aktivitäten ausgewiesen.

Die konzernweiten Aktienoptionsprogramme werden als **aktienbasierte Vergütungen** mit Barausgleich bilanziert. Zum Bilanzstichtag wird eine Rückstellung in Höhe des zeitanteiligen beizulegenden Zeitwertes der Zahlungsverpflichtung gebildet. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes werden erfolgswirksam erfasst. Der beizulegende Zeitwert der Optionen wird mithilfe anerkannter finanzwirtschaftlicher Modelle bestimmt.

Rückstellungen werden für sämtliche am Bilanzstichtag gegenüber Dritten bestehenden rechtlichen oder faktischen Verpflichtungen gebildet, die sich daraus ergeben, dass vergangene Ereignisse wahrscheinlich zu einem Ressourcenabfluss führen werden, dessen Höhe verlässlich geschätzt werden kann. Die Rückstellungen werden mit ihrem voraussichtlichen Erfüllungsbetrag angesetzt und nicht mit Erstattungsansprüchen saldiert. Wenn eine Rückstellung eine große Anzahl von Positionen umfasst, wird die Verpflichtung durch Gewichtung aller möglichen Ergebnisse mit ihren jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten geschätzt (Erwartungswertmethode).

Alle langfristigen Rückstellungen werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten voraussichtlichen Erfüllungsbetrag bilanziert. Bei der Ermittlung dieses Betrags sind auch die bis zum Erfüllungszeitpunkt voraussichtlich eintretenden Kostensteigerungen zu berücksichtigen.

Die Anschaffungs- oder Herstellungskosten von Sachanlagen enthalten ggf. auch die geschätzten Ausgaben für die Stilllegung von Anlagen oder die Wiedernutzbarmachung von Flächen. Für diese Ausgaben werden Stilllegungs-, Rekultivierungs- und ähnliche Rückstellungen gebildet. Falls Änderungen beim Zinssatz oder bei den Schätzungen zum zeitlichen Anfall oder zur Höhe der Auszahlungen eine Anpassung der Rückstellungen erforderlich machen, wird der Buchwert des zugehörigen Vermögenswertes in entsprechendem Umfang erhöht oder vermindert. Fällt die Verminderung höher aus als der Buchwert, ist der überschießende Betrag direkt erfolgswirksam zu erfassen.

Rückstellungen werden grundsätzlich gegen den Aufwandsposten aufgelöst, gegen den sie gebildet wurden.

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen werden für leistungsorientierte Versorgungspläne gebildet. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen des Unternehmens aus Anwartschaften und laufenden Leistungen an berechtigte aktive und ehemalige Mitarbeiter sowie deren Hinterbliebene. Die Verpflichtungen beziehen sich insbesondere auf Ruhegelder. Die individuellen Zusagen richten sich i.d.R. nach der Dauer der Betriebszugehörigkeit und der Vergütung der Mitarbeiter.

Bei der Bewertung von Rückstellungen für leistungsorientierte Versorgungspläne wird der versicherungsmathematische Barwert der jeweiligen Verpflichtung zugrunde gelegt. Dieser wird mithilfe der Methode der laufenden Einmalprämien (Projected-Unit-Credit-Methode) ermittelt. Bei diesem Anwartschaftsbarwertverfahren werden nicht nur die am Stichtag bekannten Renten und erworbenen Anwartschaften, sondern auch erwartete künftige Steigerungen von Gehältern und Renten berücksichtigt. Die Berechnung stützt sich auf versicherungsmathematische Gutachten unter Berücksichtigung biometrischer Daten (für Deutschland insbesondere die Richttafeln 2005 G von Klaus Heubeck, für Großbritannien Standard Table A92 und S1PA). Die Rückstellung ergibt sich aus dem Saldo des versicherungsmathematischen Barwertes der Verpflichtung und dem beizulegenden Zeitwert des zur Deckung der Pensionsverpflichtung gebildeten Planvermögens. Der Dienstzeitaufwand ist im Personalaufwand enthalten. Das Nettozinsergebnis geht in das Finanzergebnis ein.

Gewinne und Verluste aus Neubewertungen der Nettoschuld oder des Nettovermögenswertes werden vollständig in dem Geschäftsjahr erfasst, in dem sie anfallen. Sie werden außerhalb der Gewinn- und Verlustrechnung als Bestandteil des Other Comprehensive Income in der Gesamtergebnisrechnung ausgewiesen und unmittelbar in die Gewinnrücklagen gebucht. Auch in den Folgeperioden werden sie nicht mehr erfolgswirksam.

Bei beitragsorientierten Versorgungsplänen geht das Unternehmen über die Entrichtung von Beitragszahlungen an zweckgebundene Fonds hinaus keine weiteren Verpflichtungen ein. Die Beitragszahlungen werden im Personalaufwand ausgewiesen.

Die Entsorgungsrückstellungen im Kernenergiebereich basieren auf öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen, insbesondere dem Atomgesetz, sowie auf Auflagen, die in den Betriebsgenehmigungen festgeschrieben sind. Ihrer Bewertung liegen Schätzungen zugrunde, die zum einen auf konkretisierenden Verträgen, zum anderen auf Angaben interner und externer Experten und Fachgutachter sowie des Bundesamtes für Strahlenschutz (BfS) beruhen.

Die am Bilanzstichtag bestehenden und bei Bilanzaufstellung erkennbaren Verpflichtungen zur Wiedernutzbarmachung von Flächen sowie aus verursachten oder bereits eingetretenen Bergschäden werden durch bergbaubedingte Rückstellungen berücksichtigt. Die Rückstellungen sind aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zu bilden, die auf entsprechenden gesetzlichen Regelungen wie dem Bundesberggesetz basieren und vor allem in Betriebspfänden und wasserrechtlichen Erlaubnisbescheiden konkretisiert sind. Die Rückstellungen werden grundsätzlich mit zunehmendem Verpflichtungsumfang, u. a. entsprechend der Braunkohleförderung, gebildet. Bewertet werden sie mit den zu erwartenden Vollkosten bzw. den geschätzten Schadenersatzleistungen.

Des Weiteren werden Rückstellungen aufgrund öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen zum Rückbau von Produktionsanlagen sowie zur Verfüllung von Bohrungen gebildet. Ihre Höhe bestimmt sich nach den zu erwartenden Vollkosten unter Berücksichtigung von Erfahrungswerten und Vergleichskostensätzen des Wirtschaftsverbands der Erdöl- und Erdgasgewinnung. Bei ausländischen Tochtergesellschaften verfahren wir analog.

Für die Verpflichtung zur Rückgabe von CO₂-Emissionsrechten an die zuständigen Behörden wird eine Rückstellung gebildet, die mit dem Buchwert der dafür aktivierten CO₂-Rechte bewertet wird. Ist ein Teil der Verpflichtung nicht durch vorhandene Zertifikate gedeckt, wird die Rückstellung hierfür mit dem Marktpreis der Emissionsrechte am Stichtag bewertet.

Verbindlichkeiten umfassen die **Finanzverbindlichkeiten**, die **Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen** sowie **übrige Verbindlichkeiten**. Sie werden bei erstmaligem Ansatz mit ihrem beizulegenden Zeitwert einschließlich Transaktionskosten erfasst und in den Folgeperioden – mit Ausnahme der derivativen Finanzinstrumente – mit den fortgeführten Anschaffungskosten bewertet. Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing werden entweder mit dem beizulegenden Zeitwert des Leasing-Gegenstandes oder dem Barwert der Mindestleasingraten passiviert – je nachdem, welcher Wert niedriger ist.

Zu den übrigen Verbindlichkeiten zählen von Versorgungsbetrieben passivierte Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse, die grundsätzlich über die Laufzeit der korrespondierenden Vermögenswerte ergebniswirksam aufgelöst werden.

Des Weiteren sind in den übrigen Verbindlichkeiten auch bestimmte Minderheitenanteile enthalten. Dabei handelt es sich um Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen.

Derivative Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten bilanziert und – unabhängig von ihrem Zweck – mit dem beizulegenden Zeitwert bewertet. Änderungen dieses Wertes werden erfolgswirksam erfasst, es sei denn, die derivativen Finanzinstrumente stehen in einer bilanziellen Sicherungsbeziehung. In diesem Fall richtet sich die Erfassung von Änderungen des beizulegenden Zeitwertes nach der Art des Sicherungsgeschäfts.

Mit Fair Value Hedges werden bilanzierte Vermögenswerte oder Schulden gegen das Risiko einer Änderung des beizulegenden Zeitwertes abgesichert. Dabei gilt: Bei Änderungen der beizulegenden Zeitwerte des Sicherungsgeschäfts und des gesicherten Teils des dazugehörigen Grundgeschäfts werden diese unter derselben Position in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst. Auch die Absicherung von bilanzunwirksamen festen Verpflichtungen wird als Fair Value Hedge bilanziert. Änderungen des beizulegenden Zeitwertes der festen Verpflichtung im Hinblick auf das abgesicherte Risiko führen zum erfolgswirksamen Ansatz eines Vermögenswertes oder einer Schuld.

Cash Flow Hedges dienen der Absicherung des Risikos, dass die mit einem bilanzierten Vermögenswert, einer bilanzierten Schuld oder einer mit hoher Wahrscheinlichkeit eintretenden geplanten Transaktion verbundenen zukünftigen Zahlungsströme schwanken. Liegt ein Cash Flow Hedge vor, werden die nicht realisierten Gewinne und Verluste des Sicherungsgeschäfts zunächst im Other Comprehensive Income erfasst. Sie gehen erst dann in die Gewinn- und Verlustrechnung ein, wenn das abgesicherte Grundgeschäft erfolgswirksam wird. Werden geplante Transaktionen gesichert und führen diese Transaktionen in späteren Perioden zum Ansatz eines finanziellen Vermögenswertes oder einer finanziellen Verbindlichkeit, sind die bis zu diesem Zeitpunkt im Eigenkapital erfassten Beträge in derjenigen Periode erfolgswirksam aufzulösen, in der auch der Vermögenswert oder die Verbindlichkeit das Periodenergebnis beeinflusst. Führen die Transaktionen zum Ansatz von nicht finanziellen Vermögenswerten oder Verbindlichkeiten, z. B. zum Erwerb von Sachanlagevermögen, werden die erfolgsneutral im Eigenkapital erfassten Beträge mit dem erstmaligen Wertansatz des Vermögenswertes oder der Verbindlichkeit verrechnet.

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten zielen darauf ab, das Fremdwährungsrisiko aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung abzusichern. Nicht realisierte Gewinne und Verluste aus solchen Sicherungsgeschäften werden bis zur Veräußerung der ausländischen Teileinheit im Other Comprehensive Income erfasst.

IAS 39 legt fest, unter welchen Voraussetzungen Sicherungsbeziehungen bilanziell erfasst werden dürfen. Unter anderem müssen sie ausführlich dokumentiert und effektiv sein. Effektivität im Sinne von IAS 39 liegt dann vor, wenn die Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Sicherungsgeschäfts sowohl prospektiv als auch retrospektiv in einer Bandbreite von 80 bis 125 % der gegenläufigen Änderungen des beizulegenden Zeitwertes des Grundgeschäfts liegen. Nur der effektive Teil einer Sicherungsbeziehung darf nach den beschriebenen Regeln bilanziert werden. Der ineffektive Teil wird sofort erfolgswirksam in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Verträge, die den Empfang oder die Lieferung nicht finanzieller Posten gemäß dem erwarteten Einkaufs-, Verkaufs- oder Nutzungsbedarf des Unternehmens zum Gegenstand haben (Eigenverbrauchverträge), werden nicht als derivative Finanzinstrumente, sondern als schwebende Geschäfte bilanziert. Enthalten die Verträge eingebettete Derivate, werden die Derivate getrennt vom Basisvertrag bilanziert, sofern die wirtschaftlichen Merkmale und Risiken des eingebetteten Derivats nicht eng mit den wirtschaftlichen Merkmalen und Risiken des Basisvertrags verbunden sind. Geschriebene Optionen auf den Kauf oder Verkauf nicht finanzieller Posten, die durch Barausgleich erfüllt werden können, sind keine Eigenverbrauchverträge.

Eventualschulden sind mögliche Verpflichtungen gegenüber Dritten oder bereits bestehende Verpflichtungen, die wahrscheinlich nicht zu einem Ressourcenabfluss führen oder in ihrer Höhe nicht verlässlich bestimmt werden können. Eventualschulden werden in der Bilanz nur dann erfasst, wenn sie im Rahmen eines Unternehmenszusammenschlusses übernommen wurden. Die im Anhang angegebenen Verpflichtungsvolumina der Eventualschulden entsprechen dem am Bilanzstichtag bestehenden Haftungsumfang.

Ermessensentscheidungen bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden. Bei der Anwendung der Bilanzierungs- und Bewertungsmethoden sind Ermessensentscheidungen zu treffen. Dies gilt insbesondere für folgende Sachverhalte:

- Bei bestimmten Verträgen ist zu entscheiden, ob sie als Derivate zu behandeln oder wie sogenannte Eigenverbrauchverträge als schwebende Geschäfte zu bilanzieren sind.
- Finanzielle Vermögenswerte sind in die Kategorien „Bis zur Endfälligkeit gehaltene Finanzinvestitionen“, „Kredite und Forderungen“, „Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte“ und „Finanzielle Vermögenswerte, die erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bewertet werden“ einzuordnen.
- Bei „Zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten“ ist zu entscheiden, ob und wann eine Wertminderung als außerplanmäßige Abschreibung erfolgswirksam zu erfassen ist.
- Bei Vermögenswerten, die veräußert werden sollen, ist zu bestimmen, ob sie in ihrem aktuellen Zustand veräußert werden können und ob ihre Veräußerung sehr wahrscheinlich ist. Ist beides der Fall, sind die Vermögenswerte und ggf. zugehörige Schulden als „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte bzw. Schulden“ auszuweisen und zu bewerten.

Schätzungen und Beurteilungen des Managements. Die Aufstellung des Konzernabschlusses nach IFRS erfordert, dass Annahmen getroffen und Schätzungen gemacht werden, die sich auf den Wertansatz der bilanzierten Vermögenswerte und Schulden, der Erträge und Aufwendungen sowie die Angabe von Eventualschulden auswirken.

Diese Annahmen und Schätzungen beziehen sich u.a. auf die Bilanzierung und Bewertung von Rückstellungen. Bei langfristigen Rückstellungen stellt neben der Höhe und dem Zeitpunkt zukünftiger Zahlungsströme auch die Bestimmung des Abzinssfaktors eine wichtige Schätzgröße dar. Der Abzinssfaktor für Pensionsverpflichtungen wird auf Grundlage der auf den Finanzmärkten am Bilanzstichtag beobachtbaren Renditen erstrangiger festverzinslicher Unternehmensanleihen ermittelt.

Der Werthaltigkeitstest für Geschäfts- oder Firmenwerte und Anlagevermögen stützt sich auf zukunftsbezogene Annahmen, die regelmäßig angepasst werden. Für das Anlagevermögen ist zu jedem Stichtag zu prüfen, ob ein Anhaltspunkt für eine Wertminderung vorliegt.

Kraftwerke werden zu einer Zahlungsmittel generierenden Einheit zusammengefasst, wenn ihre Erzeugungskapazität und ihr Brennstoffbedarf als Teil eines Portfolios zentral gesteuert werden, ohne dass eine Zurechnung einzelner Verträge und Zahlungsströme auf einzelne Kraftwerke möglich ist.

Bei der Erstkonsolidierung eines erworbenen Unternehmens werden die identifizierbaren Vermögenswerte, Schulden und Eventualschulden mit ihrem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes liegen u.a. Bewertungsmethoden zugrunde, die eine Prognose der zukünftig erwarteten Cash Flows erfordern.

Aktive latente Steuern werden angesetzt, wenn die Realisierbarkeit künftiger Steuervorteile wahrscheinlich ist. Die tatsächliche Entwicklung im Hinblick auf die steuerliche Ergebnissituation und damit die Nutzbarkeit aktiver latenter Steuern kann allerdings von der Einschätzung zum Zeitpunkt der Aktivierung der latenten Steuern abweichen.

Weitere Informationen zu den Annahmen und Schätzungen, die diesem Konzernabschluss zugrunde liegen, finden sich in den Erläuterungen zu den einzelnen Abschlussposten.

Sämtliche Annahmen und Schätzungen basieren auf den Verhältnissen und Beurteilungen am Bilanzstichtag. Bei der Einschätzung der voraussichtlichen Geschäftsentwicklung wurde außerdem das zu diesem Zeitpunkt als realistisch unterstellte künftige wirtschaftliche Umfeld in den Branchen und Regionen, in denen RWE tätig ist, berücksichtigt. Sollten sich die Rahmenbedingungen anders als erwartet entwickeln, können die tatsächlichen Beträge von den Schätzwerten abweichen. In solchen Fällen werden die Annahmen und, falls erforderlich, die Buchwerte der betroffenen Vermögenswerte und Schulden angepasst.

Zum Zeitpunkt der Aufstellung des Konzernabschlusses ist nicht davon auszugehen, dass sich wesentliche Änderungen gegenüber den zugrunde gelegten Annahmen und Schätzungen ergeben.

Kapitalmanagement. Das Kapitalmanagement von RWE richtet sich an den strategischen Zielen des Konzerns aus. Im Mittel-

punkt steht die langfristige Steigerung des Unternehmenswertes. Diesem Ziel dienen u.a. die kontinuierliche Verbesserung des operativen Geschäfts, die Sicherung der Marktposition durch wettbewerbsfähige Produkte und Dienstleistungen sowie ggf. die Optimierung des Portfolios durch wertschaffende Akquisitionen und Desinvestitionen.

RWE steuert die Kapitalstruktur anhand von Finanzkennzahlen. Eine Schlüsselgröße ist der „Verschuldungsfaktor“ (Leverage Factor), der bei den Nettoschulden ansetzt. Diese werden ermittelt, indem zu den Nettofinanzschulden die wesentlichen langfristigen Rückstellungen addiert werden und das aktivisch ausgewiesene Nettovermögen bei fondsgedeckten Pensionsverpflichtungen abgezogen wird; darüber hinaus wird mit einer Korrektur beim Hybridkapital erreicht, dass Letzteres hälftig in die Nettoschulden einfließt. Der Verschuldungsfaktor gibt das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA an. Im abgelaufenen Geschäftsjahr lag er bei 3,5 (Vorjahr: 3,5). Der Verschuldungsfaktor soll den Wert von 3,0 nicht dauerhaft überschreiten. Mit dieser Zielvorgabe wollen wir unsere finanzielle Flexibilität wahren und sicherstellen, dass wir jederzeit Zugang zum Kapitalmarkt haben.

Die Begrenzung des Verschuldungsfaktors wirkt sich auch positiv auf unser Kreditrating aus. Dieses wird durch eine Vielzahl qualitativer und quantitativer Faktoren beeinflusst. Hierzu zählen die Finanzmittelzuflüsse und die Verschuldung ebenso wie das Marktumfeld, die Wettbewerbsposition und die politischen Rahmenbedingungen. Auch die seit 2010 begebenen Hybridanleihen über insgesamt 1,75 Mrd. €, 1,0 Mrd. US\$, 0,75 Mrd. £ und 0,4 Mrd. CHF unterstützen unser Rating. Die beiden führenden Ratingagenturen Moody's und Standard & Poor's stufen Hybridkapital zur Hälfte als Eigenkapital ein. Die ratingrelevanten Verschuldungskennziffern des Konzerns fallen daher günstiger aus, als sie gewesen wären, wenn wir ausschließlich klassische Anleihen begeben hätten.

Die von RWE ausgegebenen nicht nachrangigen Anleihen werden derzeit von Moody's mit „Baa1“ und von Standard & Poor's mit „BBB+“ bewertet, bei jeweils „stabilem“ Ausblick. Damit bewegt sich unser Rating unverändert im Bereich „Investment Grade“. Die Bonitätsnoten für kurzfristige RWE-Anleihen lauten „P-2“ bzw. „A-2“.

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) sowie neue IFRS und eine neue Interpretation verabschiedet, die für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2013 verpflichtend anzuwenden sind:

IFRS 13 „Bemessung des beizulegenden Zeitwerts“ (2011) definiert allgemeine Maßstäbe für die Bewertung mit dem beizulegenden Zeitwert (Fair Value). So ist u.a. bei der Ermittlung der beizulegenden Zeitwerte auch das Kontrahentenrisiko zu berücksichtigen. Aus der erstmaligen Anwendung von IFRS 13 veränderten sich die sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um –97 Mio. €, die übrigen Verbindlichkeiten um –79 Mio. € und das Other Comprehensive Income um –40 Mio. €. Außerdem erweitert der Standard die Pflichtangaben zu Fair-Value-Bewertungen im Anhang.

Die Änderung des IAS 1 „Darstellung von Posten des sonstigen Ergebnisses“ (2011) betrifft die Darstellung der in der Gesamtergebnisrechnung enthaltenen Posten. Diese müssen nunmehr in zwei Kategorien unterteilt werden, und zwar je nachdem, ob die Posten zukünftig über die Gewinn- und Verlustrechnung gebucht werden („Recycling“) oder ohne Erfolgswirkung im Eigenkapital verbleiben.

Änderungen an IAS 19 „Leistungen an Arbeitnehmer“ (2011) führen zum Wegfall von Wahlrechten zur Erfassung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste. Neu geregelt wird auch die Art der Berücksichtigung erwarteter Planrenditen. Zudem erfolgten eine Änderung der Definition von Leistungen aufgrund der Beendigung von Arbeitsverhältnissen und eine Erweiterung der Angabepflichten im Anhang. Die Abschaffung der Wahlrechte hat keine Auswirkung auf den RWE-Konzernabschluss, da wir versicherungsmathematische Gewinne und Verluste schon bisher direkt im Eigenkapital erfasst haben. Infolge der Neuregelung der Erfassung der Erträge des Planvermögens werden die erwarteten Erträge aus dem Planvermögen und der Zinsaufwand für die leistungsorientierten Versorgungsverpflichtungen durch ein einheitliches Nettozinsergebnis ersetzt. Hieraus resultierte eine Reduzierung der erwarteten Planrenditen für das Geschäftsjahr 2013 um 96 Mio. €. Infolge der geänderten Definition der Leistungen aufgrund der Beendigung von Arbeitsverhältnissen stellen im Rahmen von Altersteilzeitvereinbarungen zugesagte Aufstockungsbeträge nunmehr ratierlich

anzusammelnde andere langfristige Leistungen an Arbeitnehmer dar. Aus der rückwirkenden Erstanwendung ergeben sich die folgenden Auswirkungen auf die Posten der Konzernbilanz zum 31. Dezember 2012 und zum 1. Januar 2012:

in Mio. €	31.12.2012	01.01.2012
Latente Steuern	–24	–24
Eigenkapital	52	52
Rückstellungen	–76	–76

Änderungen an IFRS 7 „Finanzinstrumente: Angaben“ (2011) umfassen die Einführung von Anhangangaben zur Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten. Die Darstellung der Angaben erfolgt im Abschnitt „Berichterstattung zu Finanzinstrumenten“.

Zudem wendet RWE eine **Änderung zu IAS 36 „Wertminde rung von Vermögenswerten“** auf freiwilliger Basis bereits ab dem Geschäftsjahr 2013 an. Dieser Standard ändert die Angaben, die im Anhang zur Ermittlung des beizulegenden Zeitwertes abzüglich Veräußerungskosten im Rahmen von Wert haltigkeitstests nicht-finanzieller Vermögenswerte vorzunehmen sind. Diese Angaben finden sich in den Abschnitten „Abschreibungen“ und „Immaterielle Vermögenswerte“.

Die nachfolgenden für den RWE-Konzern ab dem Geschäftsjahr 2013 verpflichtend anzuwendenden Änderungen an Standards sowie Interpretationen haben keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss:

- Jährliche Verbesserungen an den International Financial Reporting Standards, Zyklus 2009–2011 (2012)
- Änderungen des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (2012): Darlehen der öffentlichen Hand
- IFRIC-Interpretation 20 „Abaumkosten in der Produktionsphase eines Tagebauwerks“ (2012)
- Änderungen des IFRS 1 „Erstmalige Anwendung der International Financial Reporting Standards“ (2010): Ausgeprägte Hochinflation und Beseitigung der festen Zeitpunkte für Erstanwender
- Änderungen des IAS 12 „Ertragsteuern“ (2010): Latente Steuern: Realisierung zugrunde liegender Vermögenswerte

Neue Rechnungslegungsvorschriften

Der IASB hat weitere Standards und Änderungen an Standards verabschiedet, die in der Europäischen Union (EU) im Geschäftsjahr 2013 noch nicht verpflichtend anzuwenden waren. Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden dargestellt. Teilweise sind sie noch nicht von der EU anerkannt.

IFRS 9 „Financial Instruments“ (2011) ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zur Klassifizierung und Bewertung von finanziellen Vermögenswerten und enthält kleinere Änderungen im Hinblick auf die Bewertung finanzieller Verbindlichkeiten. Durch den neuen Standard verringert sich die Zahl der Bewertungskategorien für finanzielle Vermögenswerte. Das Datum der erstmaligen verpflichtenden Anwendung steht noch nicht fest. Die Auswirkungen von IFRS 9 (2011) auf den RWE-Konzernabschluss werden noch geprüft.

IFRS 9 „Financial Instruments“ (2013) ersetzt die bisherigen Regelungen des IAS 39 zur Bilanzierung von Sicherungsbeziehungen (Hedge Accounting). Die neuen Regelungen sollen dazu führen, dass Risikomanagementaktivitäten besser im Konzernabschluss abgebildet werden können. Dazu erweitert IFRS 9 (2013) u.a. die für Hedge Accounting qualifizierenden Grundgeschäfte und erleichtert die Effektivitätstests. Das Datum der erstmaligen verpflichtenden Anwendung steht noch nicht fest. Die Auswirkungen von IFRS 9 (2013) auf den RWE-Konzernabschluss werden noch geprüft.

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. IFRS 10 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2014 oder danach beginnen. Aus der erstmaligen Anwendung des Standards werden sich keine Änderungen des Konsolidierungskreises der RWE AG ergeben.

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. IFRS 11 (2011) ist erstmals verpflichtend

anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2014 oder danach beginnen. Infolge der erstmaligen Anwendung des neuen Standards sind ab dem Geschäftsjahr 2014 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. Dies wird voraussichtlich im Wesentlichen zu einem Anstieg des Sachanlagevermögens, einem Rückgang von at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und von Finanzforderungen sowie zu einem Anstieg der langfristigen Schulden des RWE-Konzerns führen. Ergebnisänderungen erwarten wir nicht.

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. IFRS 12 (2011) ist erstmals verpflichtend anzuwenden für Geschäftsjahre, die am 1. Januar 2014 oder danach beginnen. Die zusätzlichen Angaben wird erstmalig der Konzernabschluss der RWE AG zum 31. Dezember 2014 enthalten.

Die nachfolgenden Standards und Änderungen an Standards sowie Interpretationen werden voraussichtlich keine wesentlichen Auswirkungen auf den RWE-Konzernabschluss haben:

- Amendments to IAS 19 – Defined Benefit Plans: Employee Contributions (2013)
- Annual Improvements to IFRSs 2010–2012 Cycle (2013)
- Annual Improvements to IFRSs 2011–2013 Cycle (2013)
- Amendments to IAS 39 – Novation of Derivatives and Continuation of Hedge Accounting (2013)
- IFRIC Interpretation 21 „Levies“ (2013)
- Amendments to IFRS 10, IFRS 12 and IAS 27 – Investment Entities (2012)
- Änderungen an IFRS 10 „Konzernabschlüsse“, IFRS 11 „Gemeinsame Vereinbarungen“ und IFRS 12 „Angaben zu Anteilen an anderen Unternehmen“: Übergangsleitlinien (2012)
- Änderungen an IAS 32 „Finanzinstrumente: Darstellung“ (2011)
- IAS 27 „Einzelabschlüsse“ (2011)
- IAS 28 „Anteile an assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen“ (2011)

Erläuterungen zur Gewinn- und Verlustrechnung

(1) Umsatzerlöse

Umsatzerlöse werden grundsätzlich dann erfasst, wenn die Güter geliefert oder Dienstleistungen erbracht wurden und die mit den Gütern oder Diensten verbundenen Risiken auf den Kunden übergegangen sind.

Um die Geschäftsentwicklung zutreffender darzustellen, weisen wir die Energiehandelsumsätze netto aus, d.h. mit der realisierten Rohmarge. Die auf physische Erfüllung ausgerichteten Strom-, Gas-, Kohle- und Ölgeschäfte zeigen wir dagegen auf Bruttobasis. Energiehandelsumsätze werden im Segment Trading/Gas Midstream getätig. Die Bruttoumsätze (inkl. Energiehandelsumsätze) summierten sich im Geschäftsjahr 2013 auf 110.660 Mio. € (Vorjahr: 125.137 Mio. €).

Die Umsatzerlöse werden in der Segmentberichterstattung auf Seite 193 f. nach Unternehmensbereichen und Regionen aufgelistet. Durch Erst- und Entkonsolidierungen haben sie sich im Saldo um 456 Mio. € vermindert.

Im Berichtsjahr und im Vorjahr hat RWE mit keinem einzelnen Kunden mehr als 10% der Umsatzerlöse erzielt.

Die Position „Erdgas-/Stromsteuer“ umfasst die von Gesellschaften des Konzerns unmittelbar gezahlte Steuer.

(2) Sonstige betriebliche Erträge

Sonstige betriebliche Erträge in Mio. €	2013	2012
Erträge aus aktivierte Eigenleistungen	198	212
Erträge aus Bestandsveränderung der Erzeugnisse	77	46
Auflösung von Rückstellungen	379	373
Kostenumlagen/-erstattungen	94	6
Abgänge von und Zuschreibungen zu kurzfristigen Vermögenswerten – ohne Wertpapiere	47	67
Abgänge von und Zuschreibungen zu Anlagegegenständen inkl. Erträge aus Entkonsolidierungen	614	452
Erträge aus derivativen Finanzinstrumenten	196	44
Schadenersatz/Versicherungsleistungen	55	22
Vermietung und Verpachtung	25	29
Übrige	506	616
	2.191	1.867

Erträge aus dem Abgang von Finanzanlagen und Ausleihungen werden, soweit sie Beteiligungen betreffen, im Beteiligungsresultat ausgewiesen und ansonsten – ebenso wie Erträge aus

dem Abgang kurzfristiger Wertpapiere – im Finanzergebnis gezeigt.

(3) Materialaufwand

Materialaufwand in Mio. €	2013	2012
Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie für bezogene Waren	24.473	24.709
Aufwendungen für bezogene Leistungen	11.635	9.787
	36.108	34.496

Die Aufwendungen für Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe umfassen auch die Aufwendungen für den Einsatz und die Entsorgung von Kernbrennstoffen. Ebenfalls darin enthalten sind Aufwendungen aus Emissionsrechten für unseren CO₂-Ausstoß.

Der Materialaufwand aus Explorationstätigkeiten belief sich im Berichtsjahr auf 120 Mio. € (Vorjahr: 66 Mio. €).

Insgesamt wurden Energiehandelsumsätze in Höhe von 56.590 Mio. € (Vorjahr: 71.910 Mio. €) mit dem Materialaufwand verrechnet. Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten den Materialaufwand um 200 Mio. €.

(4) Personalaufwand

Personalaufwand in Mio. €	2013	2012
Löhne und Gehälter	4.174	4.315
Soziale Abgaben und Aufwendungen für Altersversorgung und für Unterstützung	1.103	1.003
	5.277	5.318

Anzahl Mitarbeiter	2013	2012
Tarif- und sonstige Mitarbeiter	52.057	54.945
Außertarifliche Mitarbeiter	15.847	16.474
	67.904	71.419

Die Anzahl der Mitarbeiter ergibt sich durch Umrechnung in Vollzeitstellen. Das heißt, Teilzeitbeschäftigte und befristete Beschäftigungsverhältnisse werden mit ihrer Teilzeitquote bzw. mit ihrer Beschäftigungszeit im Verhältnis zur Jahresbeschäftigungsumfang erfasst. Im Jahrsdurchschnitt wurden 2.483 (Vorjahr: 2.619) Auszubildende beschäftigt. In den Mitarbeiterzahlen sind die Auszubildenden nicht enthalten.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten den Personalaufwand um 15 Mio. €.

(5) Abschreibungen

Abschreibungen in Mio. €	2013	2012
Immaterielle Vermögenswerte	2.272	1.149
Sachanlagen	5.338	3.915
Investment Property	9	7
	7.619	5.071

Von den Abschreibungen für immaterielle Vermögenswerte entfielen 58 Mio. € (Vorjahr: 153 Mio. €) auf Kundenstämme akquirierter Unternehmen. Aus der Explorationstätigkeit ergaben sich Abschreibungen auf Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte in Höhe von 21 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Abschreibungen um 27 Mio. €.

Außerplanmäßige Abschreibungen in Mio. €	2013	2012
Immaterielle Vermögenswerte	1.959	673
Sachanlagen	2.852	1.423
Investment Property	3	1
	4.814	2.097

Von den außerplanmäßigen Abschreibungen auf immaterielle Vermögenswerte des Berichtsjahres entfielen 1.404 Mio. € auf den Geschäfts- oder Firmenwert im Bereich Konventionelle Stromerzeugung.

Auf Operating Rights im Segment Erneuerbare Energien entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 92 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund zukünftig entfallender Einspeisevergütungen für Onshore-Windparks in den Niederlanden.

Auf den niederländischen Kraftwerkspark im Segment Konventionelle Stromerzeugung entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 2.311 Mio. € (davon 2.307 Mio. € auf Sachanlagen, 4 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte), im Wesentlichen aufgrund aktueller Einschätzung der mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geringeren Auslastung von Teilen des fossil befeuerten Kraftwerksparks (erzielbarer Betrag: 1,3 Mrd. €). Aus gleichem Grund wurde im Segment Konventionelle Stromerzeugung auch ein langfristiger Strombezugsvertrag nahezu vollständig in Höhe von 76 Mio. € wertberichtet.

Außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 216 Mio. € (davon 172 Mio. € auf Sachanlagen, 44 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) entfielen auf Gasspeicher im Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland (erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund geänderter Preiserwartungen.

Auf einen deutschen Offshore-Windpark im Segment Erneuerbare Energien entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 260 Mio. € (davon 185 Mio. € auf Sachanlagen, 75 Mio. € auf in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesene Operating Rights, erzielbarer Betrag: 0,5 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund Verzögerungen im Rahmen des Netzausbau sowie gestiegener Investitionskosten.

Auf spanische Onshore-Windparks im Segment Erneuerbare Energien entfielen außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 270 Mio. € (davon 48 Mio. € auf Sachanlagen, 222 Mio. € auf in den immateriellen Vermögenswerten ausgewiesene Operating Rights, erzielbarer Betrag: 0,2 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund verschlechterter regulatorischer Rahmenbedingungen in Spanien.

Im Vorjahr entfielen von den außerplanmäßigen Abschreibungen 1.738 Mio. € (davon 1.264 Mio. € auf Sachanlagen, 474 Mio. € auf immaterielle Vermögenswerte) auf den niederländischen Kraftwerkspark im Segment Konventionelle Stromerzeugung (erzielbarer Betrag: 3,1 Mrd. €), im Wesentlichen aufgrund geänderter Strompreiserwartungen. Aus gleichem Grund wurde im Segment Konventionelle Stromerzeugung auch ein langfristiger Strombezugsvertrag in Höhe von 139 Mio. € (erzielbarer Betrag: 0,1 Mrd. €) wertberichtet.

Die erzielbaren Beträge ermitteln wir auf Basis beizulegender Zeitwerte abzüglich Veräußerungskosten, die mithilfe von Bewertungsmodellen unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen hergeleitet werden. Der Wertermittlung für den niederländischen Kraftwerkspark lag ein Diskontierungszinssatz von 5,25% (Vorjahr: 5,5%) zugrunde und den sonstigen Bewertungsmodellen Diskontierungszinssätze in einer Bandbreite von 4,5 bis 7,5% (Vorjahr: 5,4 bis 7,5%). Unsere zentralen Planungsannahmen beziehen sich u.a. auf die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

(6) Sonstige betriebliche Aufwendungen

Sonstige betriebliche Aufwendungen in Mio. €	2013	2012
Instandhaltung inkl. Erneuerungsverpflichtungen	830	829
Rückstellungszuführungen	104	203
Konzessionen, Lizzenzen und andere vertragliche Verpflichtungen	498	515
Struktur- und Anpassungsmaßnahmen	707	375
Rechts- und sonstige Beratung sowie Datenverarbeitung	325	265
Abgänge von kurzfristigen Vermögenswerten und Wertminderungen (ohne Wertminderungen bei Vorräten und Wertpapieren)	303	280
Abgänge von Anlagegegenständen inkl. Aufwand aus Entkonsolidierung	111	93
Versicherungen, Provisionen, Frachten und ähnliche Vertriebsaufwendungen	272	262
Allgemeine Verwaltungskosten	177	219
Werbemaßnahmen	178	229
Aufwendungen aus derivativen Finanzinstrumenten	93	4
Pachten für Werksanlagen und Netze sowie Mieten	174	182
Kosten des Post- und Zahlungsverkehrs	73	88
Gebühren und Beiträge	109	109
Währungskursverluste	20	25
Sonstige Steuern (im Wesentlichen Substanzsteuern)	113	79
Übrige	365	151
4.452	3.908	

Explorationstätigkeiten führten zu sonstigen betrieblichen Aufwendungen in Höhe von 84 Mio. € (Vorjahr: 46 Mio. €).

136	Gewinn- und Verlustrechnung
137	Gesamtergebnisrechnung
138	Bilanz
139	Kapitalflussrechnung
140	Veränderung des Eigenkapitals
141	Anhang

(7) Beteiligungsergebnis

Das Beteiligungsergebnis enthält sämtliche Erträge und Aufwendungen, die im Zusammenhang mit den betrieblich veran-

lassten Beteiligungen entstanden sind. Es umfasst das Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen und das übrige Beteiligungsergebnis.

Beteiligungsergebnis in Mio. €	2013	2012
Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen	384	261
Davon: Abschreibungen/Zuschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen	(-52)	(-272)
Ergebnis aus nicht konsolidierten Tochterunternehmen	1	5
Davon: Abschreibungen auf Anteile an nicht konsolidierten Tochterunternehmen	(-7)	(-2)
Ergebnis aus übrigen Beteiligungen	25	23
Davon: Abschreibungen auf Anteile an übrigen Beteiligungen	(-11)	(-17)
Erträge aus dem Abgang von Beteiligungen	35	154
Aufwendungen aus dem Abgang von Beteiligungen	181	5
Erträge aus Ausleihungen an Beteiligungen	39	69
Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen	25	30
Übriges Beteiligungsergebnis	-106	216
	278	477

Die Aufwendungen aus Ausleihungen an Beteiligungen entfallen ausschließlich auf Abschreibungen.

Von den Abschreibungen auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfielen 50 Mio. € (Vorjahr: 41 Mio. €) auf eine ausländische Beteiligung im Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland aufgrund verschlechterter Ergebnislage. Im Vorjahr wurden zudem

107 Mio. € auf eine ausländische at-Equity-bilanzierte Beteiligung im Segment Erneuerbare Energien wegen Verzögerungen bei der Projektentwicklung, 46 Mio. € auf niederländische at-Equity-bilanzierte Kraftwerksbeteiligungen und 65 Mio. € auf die veräußerte Beteiligung an der RWE-Veolia Berlinwasser Beteiligungs GmbH abgeschrieben.

(8) Finanzergebnis

Finanzergebnis in Mio. €	2013	2012
Finanzerträge	829	770
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.073	1.249
Zinsanteile an Zuführungen zu		
Rückstellungen für Pensionen und ähnlichen Verpflichtungen (inkl. aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen)	232	196
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich und bergbaubedingten Rückstellungen	637	612
sonstigen Rückstellungen	104	400
Andere Finanzaufwendungen	676	405
Finanzaufwendungen	2.722	2.862
	-1.893	-2.092

Das Finanzergebnis setzt sich aus dem Zinsergebnis, den Zinsanteilen an Rückstellungszuführungen sowie den anderen Finanzerträgen und Finanzaufwendungen zusammen.

Die Zinsanteile an Rückstellungszuführungen enthalten die jährlichen Aufzinsungsbeträge. Sie werden um die erwarteten Erträge aus Planvermögen zur Deckung von Pensionsverpflichtungen gekürzt.

Das Zinsergebnis enthält im Wesentlichen Zinserträge aus verzinslichen Wertpapieren und Ausleihungen, Erträge und Aufwendungen aus Wertpapieren sowie Zinsaufwendungen.

Im Zusammenhang mit dem Erwerb und der Herstellung qualifizierter Vermögenswerte wurden im Berichtsjahr Fremdkapitalkosten in Höhe von 68 Mio. € (Vorjahr: 86 Mio. €) als Bestandteil der Anschaffungs- oder Herstellungskosten aktiviert. Der dabei zugrunde gelegte Finanzierungskostensatz bewegte sich zwischen 5 und 5,25% (Vorjahr: 5,10 und 5,25%).

Zinsergebnis in Mio. €	2013	2012
Zinsen und ähnliche Erträge	319	413
Zinsen und ähnliche Aufwendungen	1.073	1.249
-754	-836	

Das Zinsergebnis resultiert aus finanziellen Vermögenswerten und Verbindlichkeiten, die den folgenden Bewertungskategorien zugeordnet sind:

Zinsergebnis nach Bewertungskategorien in Mio. €	2013	2012
Kredite und Forderungen	252	335
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	66	78
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten bewertete finanzielle Verbindlichkeiten	-1.072	-1.249
-754	-836	

Zu den anderen Finanzerträgen zählen u.a. realisierte Gewinne aus dem Abgang von Wertpapieren in Höhe von 44 Mio. € (Vorjahr: 81 Mio. €). Bei den anderen Finanzaufwendungen entfallen 0 Mio. € (Vorjahr: 14 Mio. €) auf Wertpapierabschreibungen infolge gesunkener beizulegender Zeitwerte und 5 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €) auf realisierte Verluste aus dem Abgang von Wertpapieren.

(9) Ertragsteuern

Ertragsteuern in Mio. €	2013	2012
Tatsächliche Ertragsteuern	856	867
Latente Steuern	100	-341
956	526	

Von den latenten Steuern entfallen -7 Mio. € (Vorjahr: -59 Mio. €) auf temporäre Differenzen. Die Abwertung von latenten Steueransprüchen führte im Wesentlichen im Segment Konventionelle Stromerzeugung zu einem Aufwand von 978 Mio. €.

In den tatsächlichen Ertragsteuern sind per saldo Aufwendungen von -50 Mio. € (Vorjahr: Erträge von 39 Mio. €) enthalten, die vorangegangene Perioden betreffen.

Durch die Nutzung von in Vorjahren nicht angesetzten steuerlichen Verlustvorträgen minderten sich die tatsächlichen Ertragsteuern um 9 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €). Die Aufwendungen aus latenten Steuern verringerten sich aufgrund neu einzuschätzender und bisher nicht erfasster steuerlicher Verlustvorträge um 24 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die Ertragsteuern um 37 Mio. €.

Im Other Comprehensive Income erfasste Ertragsteuern in Mio. €	2013	2012
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	5	-21
Marktbewertung von Finanzinstrumenten in Sicherungsbeziehung	56	93
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	-221	956
-160	1.028	

Im Zusammenhang mit als Eigenkapital ausgewiesenen Hybridkapital sowie mit den im Vorjahr durchgeführten Eigenkapitalmaßnahmen wurden Steuern in Höhe von 40 Mio. € (Vorjahr: 38 Mio. €) direkt mit dem Eigenkapital verrechnet.

- 136 Gewinn- und Verlustrechnung
- 137 Gesamtergebnisrechnung
- 138 Bilanz
- 139 Kapitalflussrechnung
- 140 Veränderung des Eigenkapitals
- 141 Anhang

Steuerüberleitungsrechnung in Mio. €	2013	2012
Ergebnis vor Steuern	-1.487	2.230
Theoretischer Steueraufwand	-467	700
Unterschied zu ausländischen Steuersätzen	-126	215
Steuereffekte auf		
steuerfreie inländische Dividenden	-75	-85
steuerfreie ausländische Dividenden	-21	-40
sonstige steuerfreie Erträge	-4	-198
steuerlich nicht abzugsfähige Aufwendungen	98	95
Equity-Bilanzierung von assoziierten Unternehmen (inkl. Abschreibung auf Geschäfts- oder Firmenwerte von assoziierten Unternehmen)	-10	55
nicht nutzbare Verlustvorträge, Nutzung von nicht bilanzierten Verlustvorträgen, Abschreibungen auf Verlustvorträge, Latenzierung von Verlustvorträgen	409	79
Ergebnisse aus dem Verkauf von Unternehmensanteilen	-13	-73
Steuersatzänderungen im Inland		-4
Steuersatzänderungen im Ausland	-36	-32
im Berichtsjahr steuerunwirksame außerplanmäßige Abschreibungen/Wertberichtigungen latenter Steuern im Segment Konventionelle Stromerzeugung	1.181	
Sonstiges	20	-186
Effektiver Steueraufwand	956	526
Effektiver Steuersatz in %	-64,3	23,6

Erläuterungen zur Bilanz

(10) Immaterielle Vermögenswerte

Immaterielle Vermögenswerte in Mio. €	Entwicklungs-ausgaben	Konzessionen, gewerbliche Schutzrechte, Lizenzen und ähnliche Rechte	Kundenbe-ziehungen und ähnli-che Werte	Geschäfts- oder Firmen-werte	Geleistete Anzahlungen	Summe
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2013	732	3.932	2.990	13.551	1	21.206
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-7	-52	1	-557		-615
Zugänge	112	142			11	265
Umbuchungen	1	1			-1	1
Währungsanpassungen	-11	-22	-53	-210		-296
Abgänge		292		1.410		1.702
Stand: 31.12.2013	827	3.709	2.938	11.374	11	18.859
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2013	368	2.131	2.684	6		5.189
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-7	-45				-52
Abschreibungen des Berichtsjahres	95	715	58	1.404		2.272
Umbuchungen		1				1
Währungsanpassungen	-5	-12	-54			-71
Abgänge		265		1.410		1.675
Zuschreibungen		3				3
Stand: 31.12.2013	451	2.522	2.688			5.661
Buchwerte						
Stand: 31.12.2013	376	1.187	250	11.374	11	13.198
 Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2012	513	4.082	2.939	13.599	25	21.158
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-19	-21	-3	-169	-22	-234
Zugänge	96	124			1	221
Umbuchungen	154	-103			-3	48
Währungsanpassungen	7	26	57	121		211
Abgänge	19	176	3			198
Stand: 31.12.2012	732	3.932	2.990	13.551	1	21.206
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2012	287	1.439	2.480	6		4.212
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-19	-42	-1			-62
Abschreibungen des Berichtsjahres	100	896	153			1.149
Umbuchungen						
Währungsanpassungen	4	9	55			68
Abgänge	4	171	3			178
Stand: 31.12.2012	368	2.131	2.684	6		5.189
Buchwerte						
Stand: 31.12.2012	364	1.801	306	13.545	1	16.017

Für Forschung und Entwicklung hat der RWE-Konzern im Berichtsjahr 151 Mio. € (Vorjahr: 150 Mio. €) aufgewendet. Entwicklungsausgaben wurden in Höhe von 113 Mio. € (Vorjahr: 250 Mio. €) aktiviert.

Immaterielle Vermögenswerte aus der Explorationstätigkeit hatten zum Bilanzstichtag einen Buchwert von 300 Mio. € (Vorjahr: 268 Mio. €).

Die Geschäfts- oder Firmenwerte setzen sich wie folgt zusammen:

Geschäfts- oder Firmenwerte in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Konventionelle Stromerzeugung		1.440
Vertrieb/Verteilnetze Deutschland	3.356	3.486
Vertrieb Niederlande/Belgien	2.682	2.682
Vertrieb Großbritannien	2.120	2.226
Zentralost-/Südosteuropa	1.422	1.910
Erneuerbare Energien	763	770
Upstream Gas & Öl	25	25
Trading/Gas Midstream	1.006	1.006
11.374	13.545	

Im Berichtsjahr sind Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 557 Mio. € abgegangen (Vorjahr: 169 Mio. €). Veränderungen der kurzfristigen Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Ablieferungsrechten (Put-Optionen) führten im Segment Vertrieb/Verteilnetze Deutschland zu einer ergebnisneutralen Verringerung des Geschäfts- oder Firmenwertes; sie sind mit 132 Mio. € (Vorjahr: 159 Mio. €) in den Abgängen enthalten.

Mit Wirkung zum 1. Januar 2013 haben wir nahezu unsere gesamte Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im neuen Segment Konventionelle Stromerzeugung gebündelt. Im Zuge dessen wurden Geschäfts- oder Firmenwerte in Höhe von 904 Mio. € aus dem Segment Vertrieb Großbritannien und in Höhe von 132 Mio. € aus dem Segment Zentralost-/Südosteuropa auf das neue Segment übertragen.

Regelmäßig im dritten Quartal führen wir einen Werthaltigkeits-test (Impairment-Test) durch, um einen möglichen Abschreibungsbedarf bei Geschäfts- oder Firmenwerten zu ermitteln. Dabei werden die Geschäfts- oder Firmenwerte den Zahlungsmittel generierenden Einheiten auf Ebene der Segmente zugeordnet. Der erzielbare Betrag einer Zahlungsmittel generierenden Einheit wird entweder durch den beizulegenden Zeitwert abzüglich Veräußerungskosten oder durch den Nutzungswert bestimmt – je nachdem, welcher Wert höher ist. Der beizulegen-

de Zeitwert ist definiert als bestmögliche Schätzung des Preises, für den ein unabhängiger Dritter die Zahlungsmittel generierende Einheit am Bilanzstichtag erwerben würde. Der Nutzungswert entspricht dem Barwert der zukünftigen Cash Flows, die voraussichtlich mit einer Zahlungsmittel generierenden Einheit erzielt werden können.

Der beizulegende Zeitwert wird aus unternehmensexternen, der Nutzungswert aus unternehmensinternen Sicht bestimmt. Die Wertermittlung erfolgt mithilfe eines Unternehmensbewertungsmodells unter Zugrundelegung von Cash-Flow-Planungen. Diese basieren auf der vom Vorstand genehmigten und zum Zeitpunkt des Impairment-Tests gültigen Mittelfristplanung. Sie beziehen sich auf einen Detailplanungszeitraum von bis zu fünf Jahren. Sofern wirtschaftliche oder regulatorische Rahmenbedingungen es erfordern, wird in begründeten Ausnahmefällen ein längerer Detailplanungszeitraum zugrunde gelegt. In die Cash-Flow-Planungen fließen Erfahrungen ebenso ein wie Erwartungen über die zukünftige Marktentwicklung. Bei der Bestimmung des beizulegenden Zeitwertes werden – falls vorhanden – Markttransaktionen innerhalb derselben Branche oder Bewertungen Dritter berücksichtigt. Aufgrund der Verwendung interner Planungsannahmen sind die ermittelten beizulegenden Zeitwerte der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen.

Die Mittelfristplanung stützt sich auf länderspezifische Annahmen über die Entwicklung wichtiger makroökonomischer Größen, z. B. des Bruttoinlandsprodukts, der Verbraucherpreise, des Zinsniveaus und der Nominallöhne. Diese Einschätzungen werden u.a. aus volks- und finanzwirtschaftlichen Studien abgeleitet.

Unsere zentralen Planungsannahmen für die auf den europäischen Strom- und Gasmärkten tätigen Unternehmensbereiche betreffen die Entwicklung der Großhandelspreise von Strom, Rohöl, Erdgas, Kohle und CO₂-Emissionsrechten, der Endverbraucherpreise von Strom und Gas, der Marktanteile sowie der regulatorischen Rahmenbedingungen.

Die bei der Unternehmensbewertung verwendeten Diskontierungszinssätze werden auf der Basis von Marktdaten ermittelt. Im Berichtszeitraum lagen sie für die Zahlungsmittel generierenden Einheiten in einer Bandbreite von 7,5 bis 16,6% (Vorjahr: 7,7 bis 18,8%) vor Steuern und 5,25 bis 8,75% (Vorjahr: 5,75 bis 8,75%) nach Steuern.

Zur Extrapolation der Cash Flows über den Detailplanungszeitraum hinaus legen wir konstante Wachstumsraten zwischen 0,0 und 1,0% (Vorjahr: 0,0 und 1,0%) zugrunde. Diese Werte sind bereichsspezifisch aus Erfahrungen und Zukunftserwartungen abgeleitet und überschreiten nicht die langfristigen durch-

schnittlichen Wachstumsraten der jeweiligen Märkte, in denen die Konzernunternehmen tätig sind. Bei der Ermittlung der Wachstumsraten der Cash Flows werden die Ausgaben für Investitionen abgezogen, die notwendig sind, um das angenommene Wachstum zu erzielen.

Aufgrund aktueller Einschätzung der mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie der geringeren Auslastung von Teilen des fossil befeuerten Kraftwerksparks war im vierten Quartal 2013 eine anlassbezogene Werthaltigkeitsprüfung des Geschäfts- oder Firmenwertes des Segments Konventionelle Stromerzeugung erforderlich. Der auf Basis des beizulegenden Zeitwertes abzüglich Veräußerungskosten ermittelte erzielbare Betrag des Segments von 3,8 Mrd. € führte zu einer Wertminderung des Geschäfts- oder Firmenwertes von 1.404 Mio. €. Der Wertermittlung lag ein Diskontierungszinssatz von 7,5% vor Steuern bzw. 5,25% nach Steuern zugrunde.

Die erzielbaren Beträge der restlichen Segmente lagen zum Bilanzstichtag über den Buchwerten der Zahlungsmittel generierenden Einheiten. Die jeweiligen Überdeckungen reagieren besonders sensiv auf Veränderungen des Diskontierungszinssatzes, der Wachstumsrate und des betrieblichen Ergebnisses nach Steuern in der ewigen Rente.

Das Segment Erneuerbare Energien wies mit 1,2 Mrd. € die geringste Überdeckung des Buchwertes durch den erzielbaren Betrag auf. Ein Wertminderungsbedarf hätte sich ergeben, wenn bei der Bewertung ein um mehr als 0,9 Prozentpunkte erhöhter Diskontierungszinssatz nach Steuern von über 6,9%, eine um mehr als 1,6 Prozentpunkte reduzierte Wachstumsrate von unter –0,6% oder ein um mehr als 105 Mio. € reduziertes betriebliches Ergebnis nach Steuern in der ewigen Rente angesetzt worden wäre.

(11) Sachanlagen

Sachanlagen	Grundstücke, grundstücks- gleiche Rechte und Bauten inkl. Bauten auf fremden Grundstücken	Technische Anlagen und Maschinen	Andere Anlagen, Betriebs- und Geschäfts- ausstattung	Geleistete Anzahl- lungen	Anlagen im Bau	Summe
in Mio. €						
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2013	7.361	69.772	1.970	2.531	6.083	87.717
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-77	-2.439	-35		-8	-2.559
Zugänge	113	1.598	126	320	2.310	4.467
Umbuchungen	39	1.808	26	-28	-1.853	-8
Währungsanpassungen	-46	-780	-15	-2	-117	-960
Abgänge	64	685	134	1	54	938
Stand: 31.12.2013	7.326	69.274	1.938	2.820	6.361	87.719
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2013	3.699	45.819	1.436		757	51.711
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-37	-1.446	-32			-1.515
Abschreibungen des Berichtsjahres	236	3.470	163		1.481	5.350
Umbuchungen	-9	55	3		-54	-5
Währungsanpassungen	-16	-373	-10			-399
Abgänge	28	556	119			703
Zuschreibungen	25					25
Stand: 31.12.2013	3.820	46.969	1.441		2.184	54.414
Buchwerte						
Stand: 31.12.2013	3.506	22.305	497	2.820	4.177	33.305
 Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten						
Stand: 01.01.2012	7.127	63.434	2.079	2.048	9.301	83.989
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-64	-253	-57		36	-338
Zugänge	166	1.594	142	522	2.616	5.040
Umbuchungen	171	5.572	23	-41	-5.792	-67
Währungsanpassungen	74	462	16	2	48	602
Abgänge	113	1.037	233		126	1.509
Stand: 31.12.2012	7.361	69.772	1.970	2.531	6.083	87.717
Kumulierte Abschreibungen						
Stand: 01.01.2012	3.579	44.042	1.444		77	49.142
Zu-/Abgänge durch Änderungen des Konsolidierungskreises	-42	-271	-29		3	-339
Abschreibungen des Berichtsjahres	180	2.835	181		719	3.915
Umbuchungen	-3	12			-13	-4
Währungsanpassungen	32	231	9			272
Abgänge	43	1.022	169		24	1.258
Zuschreibungen	4	8			5	17
Stand: 31.12.2012	3.699	45.819	1.436		757	51.711
Buchwerte						
Stand: 31.12.2012	3.662	23.953	534	2.531	5.326	36.006

Auf Sachanlagen aus der Explorationstätigkeit entfiel ein Buchwert in Höhe von 262 Mio. € (Vorjahr: 309 Mio. €).

Sachanlagen in Höhe von 94 Mio. € (Vorjahr: 121 Mio. €) unterlagen Verfügungsbeschränkungen durch Grundpfandrechte oder Sicherungsübereignungen. Vom Gesamtbuchwert

der Sachanlagen entfielen 257 Mio. € (Vorjahr: 222 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasing gemietete Vermögenswerte. Hierbei handelte es sich um technische Anlagen und Maschinen. Die Abgänge von Sachanlagen ergaben sich durch Veräußerung oder Stilllegung.

(12) Investment Property

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2013	306
Zugänge	1
Umbuchungen	8
Abgänge	22
Stand: 31.12.2013	293
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2013	195
Abschreibungen des Berichtsjahres	9
Umbuchungen	5
Abgänge	12
Stand: 31.12.2013	197
Buchwerte	
Stand: 31.12.2013	96

Investment Property in Mio. €	
Anschaffungs- bzw. Herstellungskosten	
Stand: 01.01.2012	341
Zugänge	
Umbuchungen	5
Abgänge	40
Stand: 31.12.2012	306
Kumulierte Abschreibungen	
Stand: 01.01.2012	205
Abschreibungen des Berichtsjahres	7
Umbuchungen	4
Abgänge	21
Stand: 31.12.2012	195
Buchwerte	
Stand: 31.12.2012	111

Zum 31. Dezember 2013 betrug der beizulegende Zeitwert des Investment Property 184 Mio. € (Vorjahr: 204 Mio. €), davon sind 137 Mio. € der Stufe 2 und 47 Mio. € der Stufe 3 der Fair-Value-Hierarchie zuzuordnen. Vom beizulegenden Zeitwert beruhen 53 Mio. € (Vorjahr: 60 Mio. €) auf einer Bewertung durch konzernexterne, unabhängige Gutachter. Vom Buchwert

des Investment Property entfielen 7 Mio. € (Vorjahr: 7 Mio. €) auf im Wege des Finanzierungsleasing gemietete Vermögenswerte. Im Berichtszeitraum wurden Mieterträge in Höhe von 17 Mio. € (Vorjahr: 19 Mio. €) erzielt. Die direkten betrieblichen Aufwendungen betrugen 10 Mio. € (Vorjahr: 10 Mio. €).

(13) At-Equity-bilanzierte Beteiligungen

Die folgenden Übersichten zeigen die wesentlichen Posten aus der Bilanz und der Gewinn- und Verlustrechnung at-Equity-bilanzierter Unternehmen:

At-Equity-bilanzierte Beteiligungen	31.12.2013		31.12.2012	
	Gesamt	Davon Gemein- schafts- unternehmen	Gesamt	Davon Gemein- schafts- unternehmen
in Mio. €				
Eigenkapital				
Vermögenswerte	26.445	7.079	26.499	7.993
Schulden	17.133	3.706	18.896	6.395
	9.312	3.373	7.603	1.598
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	-5.058	-1.738	-3.978	-863
	4.254	1.635	3.625	735

- 136 Gewinn- und Verlustrechnung
- 137 Gesamtergebnisrechnung
- 138 Bilanz
- 139 Kapitalflussrechnung
- 140 Veränderung des Eigenkapitals
- 141 Anhang

Ergebnis aus at-Equity-bilanzierten Beteiligungen in Mio. €	2013		2012	
	Gesamt	Davon Gemein- schafts- unternehmen	Gesamt	Davon Gemein- schafts- unternehmen
Umsatzerlöse	31.414	3.855	22.994	3.329
Ergebnis	1.265	373	1.114	338
Anpassung auf RWE-Anteil und Equity-Bewertung	-881	-187	-853	-307
	384	186	261	31

Der beizulegende Zeitwert der at-Equity-bilanzierten Beteiligungen, für die öffentlich notierte Marktpreise existieren, lag zum 31. Dezember 2013 bei 4 Mio. € (Vorjahr: 3 Mio. €).

Gegenüber assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen bestanden zum Bilanzstichtag folgende Forderungen und Verbindlichkeiten:

Bei den Gemeinschaftsunternehmen waren Vermögenswerte von 5.824 Mio. € (Vorjahr: 7.211 Mio. €) und Schulden von 2.866 Mio. € (Vorjahr: 5.511 Mio. €) langfristig.

Assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Finanzforderungen	457	1.860
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	458	466
Finanzverbindlichkeiten	199	206
Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen	235	265

(14) Übrige Finanzanlagen

Übrige Finanzanlagen in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Nicht konsolidierte Tochterunternehmen	126	121
Übrige Beteiligungen	342	395
Langfristige Wertpapiere	416	443
	884	959

Die langfristigen Wertpapiere umfassen im Wesentlichen festverzinsliche Titel und börsennotierte Aktien. Zur Absicherung von Wertguthaben aus dem Blockmodell Altersteilzeit gemäß § 8a AltTZG (Altersteilzeitgesetz) sowie aus der Führung von Langzeitarbeitskonten gemäß § 7e SGB IV wurden für die

RWE AG und Tochtergesellschaften langfristige Wertpapiere in Höhe von 299 Mio. € bzw. 15 Mio. € (Vorjahr: 298 Mio. € bzw. 20 Mio. €) in Treuhanddepots hinterlegt. Die Absicherung erfolgt sowohl zugunsten von Mitarbeitern der RWE AG als auch für Mitarbeiter von Konzerngesellschaften.

(15) Finanzforderungen

Finanzforderungen in Mio. €	31.12.2013		31.12.2012	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Ausleihungen an nicht konsolidierte Tochterunternehmen und Beteiligungen	269	69	1.210	96
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		591		841
Sonstige Finanzforderungen				
Zinsabgrenzungen		85		97
Übrige sonstige Finanzforderungen	237	243	251	703
	506	988	1.461	1.737

Gesellschaften des RWE-Konzerns erbrachten bei börslichen und außerbörslichen Handelsgeschäften die oben ausgewiesenen Sicherheitsleistungen. Diese sollen garantieren, dass die Verpflichtungen aus den Handelsgeschäften auch bei einem für

RWE ungünstigen Kursverlauf erfüllt werden. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schwellenwerten statt, ab dem die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

(16) Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte

Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte in Mio. €	31.12.2013		31.12.2012	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Derivate	857	2.755	1.215	3.353
Nettovermögen bei fondsdeckten Pensionsverpflichtungen		36		
Nicht für Vorräte geleistete Anzahlungen		234		830
CO ₂ -Emissionsrechte		1.448		547
Übrige sonstige Vermögenswerte	214	1.724	268	1.771
	1.071	6.161	1.519	6.501
Davon: finanzielle Vermögenswerte	(887)	(3.261)	(1.298)	(3.852)
Davon: nicht finanzielle Vermögenswerte	(184)	(2.900)	(221)	(2.649)

Die unter den übrigen sonstigen Vermögenswerten ausgewiesenen Finanzinstrumente sind mit ihren fortgeführten Anschaffungskosten bilanziert. Die derivativen Finanzinstrumente werden mit ihrem beizulegenden Zeitwert erfasst.

Die Bilanzwerte börsengehandelter Derivate mit Aufrechnungsvereinbarung sind miteinander verrechnet.

Änderungen des Konsolidierungskreises verminderten die sonstigen Forderungen und sonstigen Vermögenswerte um 15 Mio. €.

(17) Latente Steuern

Die aktiven und passiven latenten Steuern ergeben sich überwiegend dadurch, dass sich Wertansätze im IFRS-Abschluss von denen in der Steuerbilanz unterscheiden. Vom Bruttobetrag der aktiven und der passiven latenten Steuern werden 1.960 Mio. € bzw. 1.658 Mio. € (Vorjahr: 2.339 Mio. € bzw. 1.930 Mio. €) innerhalb von zwölf Monaten realisiert.

Die aktiven und passiven latenten Steuern verteilen sich auf folgende Positionen:

Latente Steuern ¹ in Mio. €	31.12.2013		31.12.2012	
	Aktiv	Passiv	Aktiv	Passiv
Langfristige Vermögenswerte	585	2.681	814	2.718
Kurzfristige Vermögenswerte	280	1.317	414	1.613
Steuerliche Sonderposten		372		187
Langfristige Schulden				
Pensionsrückstellungen	1.556	2	1.696	7
Sonstige langfristige Rückstellungen	2.195	22	1.760	113
Kurzfristige Schulden	1.680	341	1.925	317
	6.296	4.735	6.609	4.955
Verlustvorräte				
Körperschaftsteuer (oder vergleichbare ausländische Ertragsteuern)	429		591	
Gewerbesteuer	56		12	
Bruttobetrag	6.781	4.735	7.212	4.955
Saldierung	-3.523	-3.523	-3.632	-3.632
Nettobetrag	3.258	1.212	3.580	1.323

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

Die aktivierten Steuerminderungsansprüche aus Verlustvorräten ergeben sich aus der erwarteten Nutzung bestehender Verlustvorräte in Folgejahren.

Es besteht hinreichende Sicherheit, dass die Verlustvorräte realisiert werden. Die körperschaftsteuerlichen und die gewerbesteuerlichen Verlustvorräte, für die keine latenten Steuerausprüche angesetzt wurden, betrugen zum Ende des Berichtsjahrs 2.855 Mio. € bzw. 189 Mio. € (Vorjahr: 1.274 Mio. € bzw. 353 Mio. €). Davon entfallen körperschaftsteuerliche Verlust-

vorräte in Höhe von 2.367 Mio. € innerhalb der folgenden neun Jahre.

Die übrigen Verlustvorräte können im Wesentlichen zeitlich unbegrenzt genutzt werden.

Im Berichtsjahr wurden latente Steuererträge aus der Währungsumrechnung ausländischer Abschlüsse in Höhe von -43 Mio. € (Vorjahr: 29 Mio. €) mit dem Eigenkapital verrechnet.

(18) Vorräte

Vorräte in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Roh-, Hilfs- und Betriebsstoffe inkl. Kernbrennelemente und Vorabraum des Braunkohlebergbaus	1.599	1.588
Unfertige Erzeugnisse/Leistungen	205	164
Fertige Erzeugnisse und Waren	490	1.259
Geleistete Anzahlungen	66	117
	2.360	3.128

Vorräte in Höhe von 3 Mio. € unterlagen Verfügungsbeschränkungen; andere Belastungen lagen nicht vor.

Die zum Zweck der Weiterveräußerung erworbenen Vorräte hatten einen Buchwert von 91 Mio. € (Vorjahr: 201 Mio. €).

Der Bewertung liegen unmittelbar oder mittelbar zu beobachtende Marktpreise zugrunde (Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie).

Auf die Explorationstätigkeit entfielen Vorräte von 19 Mio. € (Vorjahr: 20 Mio. €).

(19) Forderungen aus Lieferungen und Leistungen

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises erhöhten sich die Forderungen aus Lieferungen und Leistungen um 25 Mio. €.

(20) Wertpapiere

Von den kurzfristigen Wertpapieren entfielen 2.177 Mio. € (Vorjahr: 2.075 Mio. €) auf festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von mehr als drei Monaten und 614 Mio. € (Vorjahr: 529 Mio. €) auf Aktien und Genussscheine. Die Wertpapiere sind mit dem beizulegenden Zeitwert bilanziert. Zum 31. Dezember 2013 betrug die durchschnittliche

Marktrendite der festverzinslichen Wertpapiere 1,2% (Vorjahr: 1,2%). Wertpapiere in Höhe von 540 Mio. € (Vorjahr: 541 Mio. €) wurden als Sicherheitsleistung bei Clearing-Banken hinterlegt. Der regelmäßige Austausch der Sicherheitsleistungen findet in Abhängigkeit von vertraglich vereinbarten Schweltenwerten statt, ab denen die Marktwerte der Handelsgeschäfte zu besichern sind.

(21) Flüssige Mittel

Flüssige Mittel in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Kasse und Bankguthaben	3.672	2.433
Wertpapiere und übrige Liquiditätsanlagen (Restlaufzeit bei Erwerb von weniger als drei Monaten)	233	239
	3.905	2.672

RWE hält Bankguthaben ausschließlich im Rahmen der kurzfristigen Liquiditätsdisposition. Für Geldanlagen werden Banken anhand verschiedener Bonitätskriterien ausgewählt. Hierzu zählen beispielsweise ihr Rating durch eine der drei renommierten Ratingagenturen Moody's, Standard & Poor's und Fitch, ihr Eigenkapital sowie Preise für Credit Default Swaps. Die Verzinsung der flüssigen Mittel bewegte sich 2013 wie im Vorjahr auf Marktniveau.

(22) Eigenkapital

Die Aufgliederung des Eigenkapitals ist auf Seite 140 dargestellt. Das gezeichnete Kapital der RWE AG ist wie folgt strukturiert:

Gezeichnetes Kapital	31.12.2013		31.12.2012		31.12.2013 Buchwert in Mio. €	31.12.2012 Buchwert in Mio. €
	Stückzahl in Tsd.	in %	Stückzahl in Tsd.	in %		
Stammaktien	575.745	93,7	575.745	93,7	1.474	1.474
Vorzugsaktien	39.000	6,3	39.000	6,3	100	100
	614.745	100,0	614.745	100,0	1.574	1.574

Bei den Stamm- und Vorzugsaktien handelt es sich um nennbetragslose Inhaber-Stückaktien. Vorzugsaktien gewähren grundsätzlich kein Stimmrecht. Den Vorzugsaktionären steht unter bestimmten Voraussetzungen bei der Verteilung des Bilanzgewinns ein Vorzugsgewinnanteil von 0,13 € je Aktie zu.

Durch Beschluss der Hauptversammlung vom 22. April 2009 wurde der Vorstand bis zum 21. April 2014 zur Ausgabe von Options- oder Wandelanleihen ermächtigt. Der Gesamtneuwert der Anleihen ist auf 6.000 Mio. € begrenzt. Das Bezugsrecht der Aktionäre kann unter bestimmten Voraussetzungen ausgeschlossen werden. Zur Bedienung der Anleihen hat die Hauptversammlung die Schaffung eines bedingten Kapitals in Höhe von 143.975.680 € beschlossen. Das entspricht 56.240.500 Stück auf den Inhaber lautenden Stammaktien. Da insoweit die im Rahmen einer Barkapitalmaßnahme 2011 aus genehmigtem Kapital ausgegebenen Aktien angerechnet werden, ist die Ermächtigung in Bezug auf Barkapitalmaßnahmen mit Bezugsrechtsausschluss bereits größtenteils ausgeschöpft.

Am 31. Dezember 2013 befinden sich keine eigenen Aktien im Bestand.

Im Geschäftsjahr 2013 wurden von der RWE AG 462.060 RWE-Stammaktien zum durchschnittlichen Anschaffungspreis von 26,53 € je Stückaktie am Kapitalmarkt erworben. Der auf sie entfallende Betrag des Grundkapitals beläuft sich auf 1.182.873,60 € (0,08% des gezeichneten Kapitals). Mitarbeiter der RWE AG und der Tochterunternehmen erhielten im Rahmen des Belegschaftsaktienprogramms zur Vermögensbildung insgesamt 452.095 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 26,42 € je Stückaktie sowie anlässlich von Dienstjubiläen 9.965 Stammaktien zum durchschnittlichen Kurs von 24,75 € je Stückaktie. Hieraus resultierte ein Gesamterlös von 12.192.882,35 €. Die jeweiligen Unterschiedsbeträge zum Kaufpreis wurden mit den frei verfügbaren Gewinnrücklagen verrechnet.

Nach IAS 32 sind die folgenden durch Konzerngesellschaften begebenen Hybridanleihen als Eigenkapital zu klassifizieren:

Hybridanleihen Emittent	Nominal- volumen	Erster Kündi- gungstermin	Kupon in % p.a. ¹
RWE AG	1.750 Mio. €	2015	4,625
RWE AG	750 Mio. £	2019	7,0

¹ Bis zum ersten Kündigungstermin

Das aufgenommene Kapital wurde vermindert um Kapitalbeschaffungskosten und unter Berücksichtigung von Steuern in das Eigenkapital eingestellt. Die Zinszahlungen an die Anleiheinhaber werden vermindert um Ertragsteuern direkt gegen das Eigenkapital gebucht. Sie können von der Gesellschaft ausgesetzt werden; sie sind aber unter bestimmten Voraussetzungen nachzuholen, etwa wenn Vorstand und Aufsichtsrat der Hauptversammlung vorschlagen, eine Dividende zu zahlen.

Im Berichtsjahr wurden Transaktionskosten in Höhe von 0 Mio. € (Vorjahr: 9 Mio. €) als Abzug vom Eigenkapital bilanziert.

Im **Accumulated Other Comprehensive Income** werden die Änderungen der beizulegenden Zeitwerte der zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumente, der Cash Flow Hedges und der Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten sowie die Währungsdifferenzen bei der Umrechnung ausländischer Abschlüsse erfasst.

Zum 31. Dezember 2013 betrug der auf at-Equity-bilanzierte Beteiligungen entfallende Anteil am Accumulated Other Comprehensive Income –13 Mio. € (Vorjahr: –68 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden 111 Mio. € Unterschiedsbeträge aus der Währungsumrechnung (Vorjahr: 0 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, als Ertrag realisiert. Bislang erfolgsneutral berücksichtigte anteilig erfasste Erträge und Aufwendungen at-Equity-bilanzierter Beteiligungen wurden im Berichtsjahr in Höhe von 33 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) als Aufwand realisiert.

Gewinnverwendungsvorschlag

Wir schlagen der Hauptversammlung vor, den Bilanzgewinn der RWE AG für das Geschäftsjahr 2013 wie folgt zu verwenden:

Ausschüttung einer Dividende von 1,00 € je dividendenberechtigter Stückaktie:

Dividende	614.745.499,00 €
Gewinnvortrag	90.657,63 €
Bilanzgewinn	614.836.156,63 €

Anteile anderer Gesellschafter

Unter dieser Position ist der Anteilsbesitz Dritter an den Konzerngesellschaften erfasst.

Die für das Geschäftsjahr 2012 ausgeschüttete Dividende belief sich laut Beschluss der Hauptversammlung der RWE AG vom 18. April 2013 auf 2,00 € je dividendenberechtigter Stamm- und Vorzugsaktie. Die Ausschüttung an die Aktionäre der RWE AG betrug 1.229 Mio. €.

Von den direkt im Eigenkapital erfassten Erträgen und Aufwendungen (Other Comprehensive Income – OCI) entfallen die folgenden Anteile auf andere Gesellschafter:

	2013	2012
Anteile anderer Gesellschafter am OCI in Mio. €		
Versicherungsmathematische Gewinne und Verluste leistungsorientierter Pensionszusagen und ähnlicher Verpflichtungen	55	-89
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die nicht erfolgswirksam umzugliedern sind	55	-89
Unterschied aus der Währungsumrechnung	-66	47
Marktbewertung von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten	9	16
Im Eigenkapital direkt erfasste Erträge und Aufwendungen, die zukünftig erfolgswirksam umzugliedern sind	-57	63
	-2	-26

(23) Aktienkursbasierte Vergütungen

Für Führungskräfte der RWE AG und nachgeordneter verbundener Unternehmen gibt es ein konzernweites aktienkursbasiertes

Vergütungssystem mit der Bezeichnung Beat 2010. Die Aufwendungen daraus werden von den Konzerngesellschaften getragen, bei denen die Bezugsberechtigten beschäftigt sind.

	Beat 2010			
	Tranche 2010 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2011 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2012 Wartezeit: 4 Jahre	Tranche 2013 Wartezeit: 4 Jahre
Zusagezeitpunkt	01.01.2010	01.01.2011	01.01.2012	01.01.2013
Anzahl bedingt zugeteilter Performance Shares	1.059.467	2.621.542	6.942.033	5.355.398
Laufzeit	fünf Jahre	fünf Jahre	fünf Jahre	fünf Jahre
Auszahlungsbedingungen	Möglichkeit der Auszahlung an drei Ausübungszeitpunkten (Bewertungsstichtage: 31.12. des vierten Jahres, 30.06. und 31.12. des fünften Jahres), sofern zum Bewertungsstichtag eine Outperformance gegenüber mindestens 25% der Vergleichsunternehmen des STOXX-Europe-600-Utilities-Index erreicht wurde, gemessen an deren Indexgewicht zum Zeitpunkt der Auflegung der Tranche. Die Outperformance wird anhand des Total Shareholder Return gemessen, der die Entwicklung des Aktienkurses zuzüglich reinvestierter Dividenden berücksichtigt. Zum dritten Bewertungsstichtag erfolgt eine automatische Auszahlung, zum ersten und zweiten Bewertungsstichtag kann die Anzahl der auszahlbaren Performance Shares frei gewählt werden.			
Ermittlung der Auszahlung	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ermittlung des Indexgewichts der Vergleichsunternehmen, die zum Bewertungsstichtag einen geringeren Total Shareholder Return als RWE aufweisen. 2. Die Anzahl der werthaltigen (auszahlbaren) Performance Shares ergibt sich auf Basis einer linearen Auszahlungskurve. Ab einem übertrroffenen Indexgewicht von 25% werden 7,5% der bedingt zugeteilten Performance Shares werthaltig. Danach werden für jeden über das Indexgewicht von 25% hinausgehenden Prozentpunkt weitere 1,5% der zugeteilten Performance Shares werthaltig. 3. Die Auszahlung entspricht der Anzahl werthaltiger Performance Shares, bewertet mit dem durchschnittlichen RWE-Aktienkurs der letzten 60 Börsenhandelstage vor dem Bewertungsstichtag. Die Auszahlung pro Performance Share ist auf den zweifachen Zuteilungswert pro Performance Share begrenzt. 			
Wechsel der Unternehmenskontrolle/Fusion	<ul style="list-style-type: none"> Kommt es während der Wartezeit zu einem Wechsel der Unternehmenskontrolle, wird eine Entschädigungszahlung gewährt. Sie berechnet sich durch Multiplikation des im Zuge der Übernahme für die RWE-Aktien gezahlten Preises mit der endgültigen noch nicht ausgeübten Anzahl der Performance Shares. Letztere wird den Planbedingungen entsprechend bezogen auf den Zeitpunkt der Abgabe des Übernahmeangebots ermittelt. Fusioniert die RWE AG mit einer anderen Gesellschaft, so verfallen die Performance Shares und es wird eine Entschädigungszahlung vorgenommen. Hierzu wird zunächst der Fair Value der Performance Shares zum Zeitpunkt der Fusion berechnet. Dieser Fair Value wird dann mit der pro rata gekürzten Anzahl der gewährten Performance Shares multipliziert. Der Kürzungsfaktor berechnet sich aus dem Verhältnis der Zeit von Laufzeitbeginn bis zur Fusion zur gesamten Laufzeit des Plans multipliziert mit dem Verhältnis der zum Zeitpunkt der Fusion noch nicht ausgeübten Performance Shares zu den zu Beginn der Laufzeit insgesamt gewährten Performance Shares. 			
Eigeninvestment	Als Voraussetzung für die Teilnahme müssen die Planteilnehmer nachweislich ein Sechstel des Bruttozuteilungswertes der Performance Shares vor Steuern in RWE-Stammaktien investieren und bis zum Ablauf der Wartezeit der jeweiligen Tranche halten.			
Form des Ausgleichs	Barausgleich			

Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Beat bedingt zugeteilten Performance Shares betrug zum Zeitpunkt der Zuteilung 8,09 € pro Stück für die Tranche 2013, 6,66 € pro Stück für die Tranche 2012, 17,01 € pro Stück für die Tranche 2011 und 25,96 € pro Stück für die Tranche 2010. Diese Werte wurden durch eine externe Berechnungsstelle mithilfe eines stochastischen, multivariaten Black-Scholes-Standardmodells per Monte-Carlo-Simulation auf Basis von jeweils einer Million Szenarien

ermittelt. Bei ihrer Ermittlung wurden die in den Programmbedingungen festgelegte maximale Auszahlung je bedingt zugeteilter Performance Share, die Restlaufzeitbezogenen Diskontierungszinssätze, die Volatilitäten und die erwarteten Dividenden der RWE AG und ihrer Vergleichsunternehmen berücksichtigt.

Im abgelaufenen Geschäftsjahr zeigte sich folgende Entwicklung der Performance Shares:

Performance Shares aus Beat 2010	Tranche 2010	Tranche 2011	Tranche 2012	Tranche 2013
Ausstehend zu Beginn des Geschäftsjahres	1.016.812	2.528.323	6.668.196	
Zugesagt				5.355.398
Veränderung (zugeteilt/verfallen)	-13.720	-27.150	-117.534	-494.254
Ausgezahlt				
Ausstehend zum Ende des Geschäftsjahres	1.003.092	2.501.173	6.550.662	4.861.144
Auszahlbar am Ende des Geschäftsjahres				

Die Restlaufzeit beträgt vier Jahre für die Tranche 2013, drei Jahre für die Tranche 2012, zwei Jahre für die Tranche 2011 und ein Jahr für die Tranche 2010.

Aus dem konzernweiten aktienkursbasierten Vergütungssystem entstanden im Berichtszeitraum Aufwendungen von insgesamt 4 Mio. € (Vorjahr: 27 Mio. €). Die Ansprüche wurden ausschließ-

lich durch Barausgleich abgegolten. Zum Bilanzstichtag beliefen sich die Rückstellungen für aktienkursbasierte Vergütungen mit Barausgleich auf 33 Mio. € (Vorjahr: 30 Mio. €).

(24) Rückstellungen

Rückstellungen ¹ in Mio. €	31.12.2013			31.12.2012		
	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt	Langfristig	Kurzfristig	Gesamt
Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen	6.227		6.227	6.856		6.856
Steuerrückstellungen	2.217	318	2.535	2.814	292	3.106
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	9.875	375	10.250	9.841	360	10.201
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.845	107	2.952	2.774	100	2.874
	21.164	800	21.964	22.285	752	23.037
Sonstige Rückstellungen						
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	976	865	1.841	1.017	805	1.822
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	1.386	350	1.736	868	213	1.081
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.443	733	2.176	1.438	470	1.908
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	617	82	699	578	86	664
Umweltschutzverpflichtungen	134	41	175	135	41	176
Zinszahlungsverpflichtungen	721	42	763	882	42	924
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/ Zertifikate alternativer Energien		1.804	1.804		824	824
Übrige sonstige Rückstellungen	678	1.672	2.350	788	1.578	2.366
	5.955	5.589	11.544	5.706	4.059	9.765
	27.119	6.389	33.508	27.991	4.811	32.802

1 Angepasste Vorjahreswerte aufgrund der Erstanwendung des überarbeiteten IAS 19

Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen

Die betriebliche Altersversorgung setzt sich aus beitragsorientierten und leistungsorientierten Versorgungssystemen zusammen. Die leistungsorientierten Versorgungszusagen betreffen im Wesentlichen endgehaltsabhängige Versorgungszusagen.

In beitragsorientierte Versorgungssysteme sind im Berichtsjahr 74 Mio. € (Vorjahr: 69 Mio. €) eingezahlt worden. Mit erfasst sind Beiträge von RWE im Rahmen eines Versorgungsplans in den Niederlanden, der Zusagen verschiedener Arbeitgeber umfasst. Hier stellt der Versorgungsträger den teilnehmenden Unternehmen keine Informationen zur Verfügung, die die anteilige Zuordnung von Verpflichtung, Planvermögen und Dienstzeitaufwand erlauben. Im RWE-Konzernabschluss erfolgt daher die Berücksichtigung der Beiträge entsprechend einer beitragsorientierten Versorgungszusage, obwohl es sich um einen leistungsorientierten Pensionsplan handelt. Der Pensionsplan für Arbeitnehmer in den Niederlanden wird von der Stichting Pensioenfonds ABP (vgl. <http://www.abp.nl/>) verwaltet. Die Beiträge zum Pensionsplan bemessen sich als Prozentsatz des Gehalts und werden von Arbeitnehmern und Arbeitgebern getragen. Der Beitragssatz wird von ABP festgelegt. Mindestdotierungspflichten bestehen nicht. In den ABP Pensionsfonds werden im Geschäftsjahr 2014 voraussichtlich ca. 38 Mio. € eingezahlt. Die Beiträge werden für die Gesamtheit der Begünstigten verwendet. Sofern die Mittel von ABP nicht ausreichen, kann ABP entweder die Pensionsleistungen und -anwartschaften kürzen oder die Arbeitgeber- und Arbeitnehmerbeiträge erhöhen. Falls RWE den ABP Pensionsplan kündigen sollte, wird ABP eine Austrittszahlung erheben. Diese ist u.a. abhängig von der Anzahl der Planteilnehmer, der Höhe des Gehalts und der Altersstruktur der Teilnehmer. Zum 29. November 2013 betrug die Anzahl der aktiven Planteilnehmer rund 3.000.

RWE übertrug im Rahmen des Contractual Trust Arrangements (CTA) Vermögenswerte auf den RWE Pensionstreuhand e.V. Es besteht keine Verpflichtung zu weiteren Dotierungen. Aus dem Treuhandvermögen wurden Mittel auf die RWE Pensionsfonds AG übertragen, mit denen Pensionsverpflichtungen gegenüber dem wesentlichen Teil der Mitarbeiter gedeckt werden, die bereits in den Ruhestand getreten sind. Die RWE Pensionsfonds AG unterliegt dem Versicherungsaufsichtsgesetz und der Beaufsichtigung durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht (BaFin). Soweit im Pensionsfonds eineaufsichtsrechtliche Unterdeckung entsteht, ist eine Nachschussforderung an den Arbeitgeber zu stellen. Unabhängig von den genannten Regelungen bleibt die Haftung des Arbeitgebers erhalten. Die Organe des RWE Pensionstreuhand e.V. und der RWE Pensionsfonds AG haben für eine vertragskonforme Verwendung der verwalteten Mittel zu sorgen und damit die Voraussetzung zur Anerkennung als Planvermögen zu erfüllen.

Die betriebliche Altersversorgung in Großbritannien erfolgt über den Electricity Supply Pension Scheme (ESPS). Betriebliche, leistungsorientierte Versorgungspläne, die mit ausreichend und angemessenen Vermögenswerten zur Deckung der Pensionsrückstellungen ausgestattet werden, sind in Großbritannien gesetzlich vorgeschrieben. Die Bewertung der Pensionsrückstellungen erfolgt dabei auf Basis konservativer Annahmen unter Berücksichtigung der demografischen Besonderheiten für die Mitglieder des Plans und von Annahmen für Marktrenditen des Planvermögens.

Die letzte Bewertung des ESPS wurde zum 31. März 2010 durchgeführt und ergab ein Defizit von 732 Mio. £. RWE und die Treuhänder haben daraufhin einen Plan über jährliche Einzahlungen aufgestellt, mit denen das Defizit ausgeglichen werden soll. Diese Einzahlungen wurden für den Zeitraum von 2011 bis 2020 vorausberechnet. Für 2011 ist ein Anfangsbetrag von 84 Mio. £ festgelegt und nach Maßgabe der erwarteten Inflation auf 114 Mio. £ im Jahr 2020 fortgeschrieben worden. Die nächste Bewertung musste bis zum 31. März 2013 erfolgen. Die Gesellschaft und die Treuhänder haben von diesem Zeitpunkt an 15 Monate Zeit, um der Bewertung zuzustimmen. Die Zustimmung ist bisher nicht erfolgt. Der ESPS wird von neun Treuhändern verwaltet. Diese sind für das Management des Plans verantwortlich. Hierzu zählen Investitionen, Rentenzahlungen und Finanzierungspläne.

Die leistungsorientierten Kosten des ESPS werden den teilnehmenden Gesellschaften basierend auf einer vertraglichen Vereinbarung in Rechnung gestellt. Die Vereinbarung sieht vor, dass – mit Ausnahme der RWE npower-Gesellschaften – alle Gesellschaften, die an dem ESPS teilnehmen, zuvor festgelegte, reguläre Zahlungen leisten. Daher müssen die RWE npower-Gesellschaften die Differenzen ausgleichen, die zwischen den leistungsorientierten Kosten des Plans und den regulären Zahlungen der Gesellschaften entstehen.

Zur externen Finanzierung der betrieblichen Altersversorgung wurden 2013 im Rahmen von CTAs rund 15 Mio. € auf den RWE Pensionstreuhand e.V. übertragen. Da die übertragenen Vermögenswerte als Planvermögen im Sinne des IAS 19 zu qualifizieren sind, wurden zum 31. Dezember 2013 Rückstellungen für Pensionen und ähnliche Verpflichtungen mit den übertragenen Vermögenswerten saldiert. Die Rückstellungen verminderten sich in entsprechendem Umfang.

Die Rückstellung für leistungsorientierte Versorgungssysteme wird nach versicherungsmathematischen Methoden ermittelt. Dabei legen wir folgende Rechnungsannahmen zugrunde:

Rechnungsannahmen in %	31.12.2013		31.12.2012	
	Inland	Ausland ¹	Inland	Ausland ¹
Abzinsungsfaktor	3,50	4,30	3,50	4,20
Gehaltssteigerungsrate	2,75	2,40 bzw. 3,80	2,75	4,40
Rentensteigerungsrate	1,00 bzw. 1,75	3,00	1,00 bzw. 1,75	2,80

1 Betrifft Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien

Zusammensetzung des Planvermögens (Zeitwerte) in Mio. €	31.12.2013				31.12.2012			
	Inland ¹	Davon: aktuiver Markt	Ausland ²	Davon: aktuiver Markt	Inland ¹	Davon: aktuiver Markt	Ausland ²	Davon: aktuiver Markt
Aktien, börsengehandelte Fonds	2.703	2.665	842	197	2.705	2.674	564	236
Zinstragende Titel	5.022	2.273	3.207	1.617	4.908	2.067	3.674	1.788
Immobilien	113		180	5	127		183	4
Mischfonds ³	1.097	1.027			1.051	979		
Alternative Investments	1.044	262	641	13	894	152	686	10
Sonstiges ⁴	625	114	137	12	679	69	40	5
	10.604	6.341	5.007	1.844	10.364	5.941	5.147	2.043

- 1 Beim Planvermögen in Deutschland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e.V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.
- 2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen eines britischen Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.
- 3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.
- 4 Darin enthalten sind an den RWE Pensionstreuhand e.V. übertragene Forderungen aus Körperschaftsteuerguthaben, Rückdeckungsansprüche gegenüber Versicherungen und sonstiges Kassenvermögen von Unterstützungskassen.

Zusammensetzung des Planvermögens (Ziel-Anlagestruktur) in %	31.12.2013		31.12.2012	
	Inland ¹	Ausland ²	Inland ¹	Ausland ²
Aktien, börsengehandelte Fonds	23,4	16,8	23,4	11,0
Zinstragende Titel	54,5	64,1	54,5	71,4
Immobilien	2,3	3,6	2,3	3,5
Mischfonds ³	10,0		10,0	
Alternative Investments	9,8	15,5	9,8	14,1
	100,0	100,0	100,0	100,0

- 1 Beim Planvermögen in Deutschland handelt es sich im Wesentlichen um treuhänderisch durch den RWE Pensionstreuhand e.V. verwaltetes Vermögen der RWE AG und weiterer Konzernunternehmen sowie Vermögen der RWE Pensionsfonds AG.
- 2 Beim ausländischen Planvermögen handelt es sich um Vermögen eines britischen Pensionsfonds zur Abdeckung von Versorgungszusagen an Beschäftigte des RWE-Konzerns in Großbritannien.
- 3 Darin enthalten sind Dividendenpapiere und zinstragende Titel.

Grundlage der Kapitalanlagepolitik ist eine detaillierte Analyse des Planvermögens und der Pensionsverpflichtungen und deren Verhältnis zueinander, um die bestmögliche Anlagestrategie festzulegen (Asset-Liability-Management-Studie). Über einen Optimierungsprozess werden diejenigen Portfolien identifiziert, die für ein gegebenes Risiko den jeweils besten Zielwert erwirtschaften. Aus diesen effizienten Portfolien wird eines ausgewählt und die strategische Asset-Allokation bestimmt sowie die damit verbundenen Risiken detailliert analysiert.

Der Schwerpunkt der strategischen Kapitalanlage liegt auf in- und ausländischen Staatsanleihen. Zur Steigerung der Durchschnittsverzinsung werden auch höherverzinsliche Unternehmensanleihen ins Portfolio aufgenommen. Aktien haben im Portfolio ein niedrigeres Gewicht als Rentenpapiere. Die Anlage

erfolgt in verschiedenen Regionen. Aus der Anlage in Aktien soll langfristig eine Risikoprämie gegenüber Rentenanlagen erzielt werden. Um zusätzlich möglichst gleichmäßig hohe Erträge zu erreichen, wird auch in Produkte investiert, die im Zeitablauf relativ gleichmäßig positive Erträge erzielen sollen. Darunter werden Produkte verstanden, die wie Rentenanlagen schwanken, jedoch mittelfristig einen Mehrertrag erzielen, sog. Absolute-Return-Produkte (u.a. auch Dach-Hedge-Fonds).

Als Teil der Investmentstrategie nutzt der britische ESPS das Asset Liability Management und investiert in „liability matching investments“, Zinsswaps und Inflationsswaps. Zum 30. September 2013 wurde das Zinsrisiko zu 59% und das Inflationsrisiko zu 68 % abgesichert.

Die Pensionsrückstellungen für Versorgungsansprüche haben sich folgendermaßen verändert:

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungs- ansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Summe
Stand: 01.01.2013	22.331	15.511	36	6.856
Laufender Dienstzeitaufwand	327			
Zinsaufwand/Zinsertrag	789	557		
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		205		
Gewinne/Verluste aus Veränderung von demografischen Annahmen	-35			
Gewinne/Verluste aus Veränderung von finanziellen Annahmen	-129			
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	-303			
Währungsanpassungen	-138	-111		
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	17	17		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds		377		
Rentenzahlungen der Fonds	-1.049	-942		
Änderungen des Konsolidierungskreises	1	2		
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	27			
Allgemeine Verwaltungskosten		-5		
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			-36	
Stand: 31.12.2013	21.838	15.611		6.227
Davon: Inland	(15.988)	(10.604)		
Davon: Ausland	(5.850)	(5.007)		

Veränderung der Pensionsrückstellungen in Mio. €	Barwert der Versorgungs- ansprüche	Zeitwert des Planvermögens	Aktivisch ausgewiesenes Nettovermögen	Summe
Stand: 01.01.2012	18.141	14.355	60	3.846
Laufender Dienstzeitaufwand	220			
Zinsaufwand/Zinsertrag	909	713		
Vermögensertrag der Fonds abzüglich Zinskomponente		792		
Gewinne/Verluste aus Veränderung von finanziellen Annahmen	3.789			
Erfahrungsbedingte Gewinne/Verluste	255			
Währungsanpassungen	130	118		
Arbeitnehmerbeiträge an die Fonds	18	18		
Arbeitgeberbeiträge an die Fonds		457		
Rentenzahlungen der Fonds	-1.061	-942		
Änderungen des Konsolidierungskreises	-77			
Nachverrechneter Dienstzeitaufwand	7			
Veränderung des aktivisch ausgewiesenen Nettovermögens			-24	
Stand: 31.12.2012	22.331	15.511	36	6.856
Davon: Inland	(16.011)	(10.364)		
Davon: Ausland	(6.320)	(5.147)		

Der nachverrechnete Dienstzeitaufwand enthielt im Geschäftsjahr 2013 wie im Vorjahr eine Erhöhung der Leistungszusagen und betrifft im Wesentlichen die Zusagen in Großbritannien.

Der Barwert der Versorgungsansprüche abzüglich des beizulegenden Zeitwertes des Planvermögens ergibt die Nettoposition aus fondsfinanzierten und nicht fondsfinanzierten Versorgungsansprüchen.

Inländische Betriebsrenten unterliegen einer im Drei-Jahres-Rhythmus stattfindenden Anpassungsprüfungsplik nach dem Gesetz zur Verbesserung der betrieblichen Altersversorgung (§ 16 BetrAVG (Betriebsrentengesetz)). Einige Zusagen gewähren daneben jährliche Rentenanpassungen, die die gesetzliche Anpassungsplik übersteigen können.

Einige Versorgungspläne im Inland garantieren ein bestimmtes Rentenniveau unter Einbeziehung der gesetzlichen Rente (Gesamtversorgungssysteme). Zukünftige Minderungen des gesetzlichen Rentenniveaus könnten damit zu höheren Rentenzahlungen durch RWE führen.

Die gewichtete durchschnittliche Laufzeit der Leistungsverpflichtung (Duration) beträgt in Deutschland 16 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre) und in Großbritannien 14 Jahre (Vorjahr: 15 Jahre).

Eine Erhöhung oder Verminderung des Abzinsungsfaktors um einen halben Prozentpunkt würde den Barwert der Verpflichtung aus betrieblichen Altersversorgungsplänen in Deutschland um 1.067 Mio. € reduzieren bzw. um 1.226 Mio. € erhöhen. Die gleiche Variation der Gehalts- oder der Rentensteigerungsrate um einen halben Prozentpunkt würde den Barwert der Verpflichtung um 220 Mio. € oder 913 Mio. € erhöhen bzw. um 207 Mio. € oder 816 Mio. € reduzieren. Bei den Konzerngesellschaften in Großbritannien würde eine solche Veränderung des Abzinsungsfaktors den Barwert der Verpflichtung um 380 Mio. € reduzieren bzw. um 429 Mio. € erhöhen. Die gleiche Veränderung der Gehalts- oder Rentensteigerungsrate würde den Barwert der Verpflichtung um 53 Mio. € oder 325 Mio. € erhöhen bzw. um 50 Mio. € oder 292 Mio. € reduzieren. Eine Erhöhung der Lebenserwartung um ein Jahr würde den Barwert der Verpflichtungen in Deutschland um 608 Mio. € und in Großbritannien um 169 Mio. € erhöhen.

Die Sensitivitätsanalysen basieren auf einer Änderung einer Annahme, wobei alle anderen Annahmen konstant gehalten werden. Die Realität wird wahrscheinlich davon abweichen. Die Methoden zur Berechnung der zuvor genannten Sensitivitäten und zur Berechnung der Pensionsrückstellung stimmen überein. Die Methoden und Annahmen als Basis für die Berechnung der Sensitivitäten haben sich im Vergleich zum Vorjahr hinsichtlich der Anzahl der Sensitivitäten und der Intervalle geändert.

Die Abhängigkeit der Pensionsrückstellungen vom Marktzinsniveau wird durch einen gegenläufigen Effekt begrenzt. Hintergrund ist, dass die Verpflichtungen aus betrieblichen Altersversorgungsplänen überwiegend fondsgedeckt sind und das Planvermögen zum großen Teil negativ mit den Marktrenditen

festverzinslicher Wertpapiere korreliert. Deshalb schlagen sich rückläufige Marktzinsen typischerweise in einem Anstieg des Planvermögens nieder und umgekehrt.

Im Geschäftsjahr 2014 werden voraussichtlich 473 Mio. € in leistungsorientierte Pläne eingezahlt.

Rückstellungsspiegel	Stand: 01.01.2013	Zufüh- rungen	Auf- lösungen	Zinsanteil	Änderungen Konsolidie- rungskreis, Währungs- anpassun- gen, Um- buchungen	Inan- spruch- nahmen	Stand: 31.12.2013
in Mio. €							
Pensionsrückstellungen	6.856	354		232	-750 ¹	-465	6.227
Steuerrückstellungen	3.106	366	-126		-569	-242	2.535
Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich	10.201	44	-237	489		-247	10.250
Bergbaubedingte Rückstellungen	2.874	109	-100	171	-25	-77	2.952
	23.037	873	-463	892	-1.344	-1.031	21.964
Sonstige Rückstellungen							
Verpflichtungen aus dem Personalbereich (ohne Restrukturierungen)	1.822	806	-40	22	-27	-742	1.841
Verpflichtungen aus Restrukturierungen	1.081	858	-59	36	13	-193	1.736
Einkaufs- und Verkaufsverpflichtungen	1.908	759	-177	7	-77	-244	2.176
Ungewisse Verpflichtungen aus dem Stromgeschäft	664	78	-27	11	-1	-26	699
Umweltschutzverpflichtungen	176	8	-11	1	9	-8	175
Zinszahlungsverpflichtungen	924	58	-4		-207	-8	763
Rückgabeverpflichtungen CO ₂ -Emissionsrechte/Zertifikate alternativer Energien	824	1.955	-56		12	-931	1.804
Übrige sonstige Rückstellungen	2.366	604	-364	27	-10	-273	2.350
	9.765	5.126	-738	104	-288	-2.425	11.544
Rückstellungen	32.802	5.999	-1.201	996	-1.632	-3.456	33.508
Davon: Änderungen des Konsolidierungskreises							(4)

¹ Inkl. Verrechnung versicherungsmathematischer Gewinne und Verluste gemäß IAS 19.127

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich werden nahezu ausschließlich als langfristige Rückstellungen mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag bewertet. Der Großteil der Inanspruchnahme wird aus heutiger Sicht für die Jahre 2020 bis 2050 erwartet. Der Rest verteilt sich auf weitere 50 Jahre infolge der Wirkungen des 2013 in Kraft getretenen Standortauswahlgesetzes Endlager. Aufgrund der Entwicklung der langfristigen Kapitalmarktzinsen wurde der Diskontierungszinssatz von 5,0 auf 4,6 % gesenkt. Demgegen-

über steht eine Verminderung des geschätzten Erfüllungsbetrags aufgrund veränderter Kostensteigerungen für die Zukunft. Mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens werden mit dem Barwert zugeführt. Im Berichtsjahr waren dies 44 Mio. € (Vorjahr: 46 Mio. €). Die Rückstellungsauflösungen in Höhe von 237 Mio. € (Vorjahr: Auflösungen 262 Mio. €) sind darauf zurückzuführen, dass aktuelle Schätzungen per saldo zu einer Verringerung (Vorjahr: Verringerung) der erwarteten Entsorgungskosten geführt haben. Die Zuführung zu den Rückstel-

lungen für Entsorgung im Kernenergiebereich besteht ferner vor allem aus dem jährlichen Zinsanteil in Höhe von 489 Mio. € (Vorjahr: 484 Mio. €). Von den Rückstellungen wurden geleistete Anzahlungen in Höhe von 790 Mio. € (Vorjahr: 896 Mio. €) abgesetzt, die im Wesentlichen an das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) für die Errichtung der Endlager entrichtet worden sind.

Die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich lassen sich nach ihrer vertraglichen Konkretisierung wie folgt aufgliedern:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Rückstellung für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	7.471	7.713
Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen	2.779	2.488
10.250	10.201	

Die Rückstellungsbestandteile für noch nicht vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen umfassen im Rahmen der Brennelemententsorgung die langfristig zu erwartenden Kosten der direkten Endlagerung von Brennelementen, des in Deutschland derzeit einzig möglichen Entsorgungspfads, ferner die Kosten der Entsorgung von radioaktiven Abfällen aus der Wiederaufarbeitung – im Wesentlichen für die durchzuführenden Transporte von zentralen und standortnahen Zwischenlagern zur Konditionierungsanlage bzw. zum Endlager – sowie die Kosten der endlagergerechten Konditionierung und der Behälter. Die Schätzungen basieren überwiegend auf Konzepten interner und externer Experten, insbesondere der GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen. Hinsichtlich der Stilllegung von Kernkraftwerken werden hier die Kosten des Restbetriebs der laufenden Anlagen und des Rückbaus nach Angaben externer, branchenweit anerkannter und laufend aktualisierter Fachgutachten der NIS Ingenieurgesellschaft mbH, Alzenau, berücksichtigt. Schließlich sind die gesamten Kosten der Endlagerung aller radioaktiven Abfälle, ausgehend von Angaben des BfS, unter der Position erfasst.

Die Rückstellung für vertraglich konkretisierte nukleare Verpflichtungen betrifft sämtliche nukleare Verpflichtungen für die Entsorgung von Brennelementen und radioaktiven Abfällen sowie für die Stilllegung von Kernkraftwerken, deren Bewertung durch zivilrechtliche Verträge konkretisiert ist. Sie beinhaltet die zu erwartenden restlichen Kosten der Wiederaufarbeitung, der

Rücknahme (Transport, Behälter) und Zwischenlagerung der daraus resultierenden radioaktiven Abfälle sowie die Mehrkosten der Verwertung von Uran und Plutonium aus der Wiederaufarbeitung. Die Kosten beruhen auf bestehenden Verträgen mit ausländischen Wiederaufarbeitungsunternehmen und mit der GNS. Daneben sind hier die Kosten der Transporte und der Zwischenlagerung von abgebrannten Brennelementen im Rahmen der direkten Endlagerung berücksichtigt. Die kraftwerkseigenen Standortzwischenlager sind für eine Betriebsdauer von 40 Jahren genehmigt. Sie gingen im Zeitraum von 2002 bis 2006 in Betrieb. Weiterhin werden die Beträge für die – im Wesentlichen von der GNS ausgeführten – Konditionierung und Zwischenlagerung radioaktiver Betriebsabfälle ausgewiesen. Hinsichtlich der Stilllegung sind hier die Restbetriebskosten der endgültig außer Betrieb genommenen Anlagen enthalten.

Vor dem Hintergrund des deutschen Atomgesetzes (AtG), im Wesentlichen § 9a AtG, gliedern sich die Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich wie folgt:

Rückstellungen für Entsorgung im Kernenergiebereich in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Stilllegung von Kernkraftwerksanlagen	4.769	4.945
Entsorgung von Kernbrennelementen	4.677	4.494
Entsorgung radioaktiver Betriebsabfälle	804	762
10.250	10.201	

Auch **bergbaubedingte Rückstellungen** sind größtenteils langfristig. Sie werden mit ihrem auf den Bilanzstichtag abgezinsten Erfüllungsbetrag angesetzt. Aufgrund der Entwicklung der langfristigen Kapitalmarktzinsen wurde der Diskontierungszinssatz von 5,0 auf 4,6% gesenkt. Demgegenüber steht eine Verminderung des geschätzten Erfüllungsbetrags aufgrund veränderter Kostensteigerungen für die Zukunft. Im Berichtsjahr sind den bergbaubedingten Rückstellungen für mengenbedingte Erhöhungen des Verpflichtungsvolumens 109 Mio. € (Vorjahr: 99 Mio. €) zugeführt worden. Davon wurden 76 Mio. € (Vorjahr: 55 Mio. €) unter dem Posten „Sachanlagen“ aktiviert. Der Zinsanteil erhöhte die bergbaubedingten Rückstellungen um 171 Mio. € (Vorjahr: 128 Mio. €), wovon 23 Mio. € (Vorjahr: 0 Mio. €) aktiviert wurden.

Die **Rückstellungen für Restrukturierungen** beziehen sich im Wesentlichen auf Maßnahmen für einen sozialverträglichen Personalabbau.

(25) Finanzverbindlichkeiten

Finanzverbindlichkeiten in Mio. €	31.12.2013		31.12.2012	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Anleihen ¹	14.370	530	13.482	1.966
Commercial Paper				997
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	869	455	890	413
Sonstige Finanzverbindlichkeiten				
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte		374		348
Übrige sonstige Finanzverbindlichkeiten	1.300	790	1.045	805
	16.539	2.149	15.417	4.529

1 Inkl. Schuldscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Von den langfristigen Finanzverbindlichkeiten waren 15.688 Mio. € (Vorjahr: 15.130 Mio. €) verzinslich.

Die ausstehenden Anleihen sind im Wesentlichen von der RWE AG oder der RWE Finance B.V. begeben worden.

Im Januar 2013 hat die RWE Finance B.V. eine Anleihe über 750 Mio. € mit einem Kupon von 1,875% p.a. begeben. Die Anleihe hat eine Laufzeit bis Januar 2020.

Im Februar 2013 plazierte die RWE AG eine Anleihe über 150 Mio. € mit 30-jähriger Laufzeit und einem Kupon von 3,55% p.a.

Im Februar und September 2013 wurde eine im Oktober 2012 von der RWE AG begebene Anleihe über 270 Mio. € mit einem Kupon von 3,5% p.a. und einer Laufzeit bis Oktober 2037 um 105 Mio. € bzw. 64 Mio. € aufgestockt.

Im April 2013 begab die RWE AG eine Anleihe über 50 Mio. US\$ mit einer Laufzeit bis April 2033 und einem Kupon von 3,8% p.a.

Im Oktober 2013 plazierte die RWE Finance B.V. eine Anleihe über 500 Mio. € mit einem Kupon von 3,0% p.a. Die Anleihe hat eine Laufzeit bis Januar 2024.

Die folgende Übersicht zeigt Eckdaten der wesentlichen RWE-Anleihen, wie sie sich zum 31. Dezember 2013 darstellten:

Ausstehende Anleihen Emittent	Ausstehender Betrag	Buchwert in Mio. €	Kupon in %	Fälligkeit
RWE Finance B.V.	530 Mio. €	530	4,625	Juli 2014
RWE Finance B.V.	2.000 Mio. €	1.996	5,0	Februar 2015
RWE Finance B.V.	850 Mio. €	852	6,25	April 2016
RWE AG	100 Mio. €	100	variabel ¹	November 2017
RWE Finance B.V.	980 Mio. €	979	5,125	Juli 2018
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	994	6,625	Januar 2019
RWE Finance B.V.	750 Mio. €	744	1,875	Januar 2020
RWE Finance B.V.	570 Mio. £	686	6,5	April 2021
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. €	997	6,5	August 2021
RWE Finance B.V.	500 Mio. £	595	5,5	Juli 2022
RWE Finance B.V.	488 Mio. £	583	5,625	Dezember 2023
RWE Finance B.V.	500 Mio. €	495	3,0	Januar 2024
RWE Finance B.V.	760 Mio. £	913	6,25	Juni 2030
RWE AG	600 Mio. €	595	5,75	Februar 2033
RWE AG	50 Mio. US\$	38	3,8	April 2033
RWE Finance B.V.	600 Mio. £	716	4,75	Januar 2034
RWE AG	439 Mio. €	431	3,5	Oktober 2037
RWE Finance B.V.	1.000 Mio. £	1.181	6,125	Juli 2039
RWE AG	159 Mio. € ²	160	4,76 ²	Februar 2040
RWE AG	100 Mio. €	97	3,5	Dezember 2042
RWE AG	150 Mio. €	146	3,55	Februar 2043
RWE AG	250 Mio. CHF ³	203	5,25	April 2072
RWE AG	150 Mio. CHF ³	121	5,0	Juli 2072
RWE AG	1.000 Mio. US\$ ³	724	7,0	Oktober 2072
Übrige	Diverse	24	Diverse	Diverse
Anleihen⁴		14.900		

1 Zinstermine: 15.05. und 15.11.

2 Nach Swap in Euro

3 Gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierende Hybridanleihe

4 Inklusive gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

RWE hat darüber hinaus im Rahmen eines Commercial-Paper-Programms Emissionen auf dem europäischen Kapitalmarkt getätigt. Das Programm wurde zum 31. Dezember 2013 mit 0 Mrd. € (31.12.2012: 1,0 Mrd. €) in Anspruch genommen. Die Verzinsung der Papiere lag zwischen 0,09 und 0,33% p.a. (Vorjahr: 0,05 und 1,00% p.a.).

In den sonstigen Finanzverbindlichkeiten sind Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing enthalten. Die Leasingverträge betreffen insbesondere Investitionsgüter im Stromgeschäft.

Die Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen haben folgende Fälligkeiten:

Verbindlichkeiten aus Finanzierungsleasing-Verträgen in Mio. €	Fälligkeiten der Mindestleasingzahlungen					
	31.12.2013			31.12.2012		
	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert	Nominalwert	Abzinsungsbetrag	Barwert
Fällig im Folgejahr	14		14	8		8
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	110	1	109	89	2	87
Fällig nach über 5 Jahren	142	1	141	139	1	138
	266	2	264	236	3	233

Von den Finanzverbindlichkeiten sind 43 Mio. € (Vorjahr: 45 Mio. €) durch Grundpfandrechte und 57 Mio. € (Vorjahr: 71 Mio. €) durch ähnliche Rechte gesichert.

(26) Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen

Auf die Explorationstätigkeit entfielen Verbindlichkeiten von 63 Mio. € (Vorjahr: 17 Mio. €).

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die Verbindlichkeiten aus Lieferungen und Leistungen um 7 Mio. €.

(27) Übrige Verbindlichkeiten

Übrige Verbindlichkeiten in Mio. €	31.12.2013		31.12.2012	
	Langfristig	Kurzfristig	Langfristig	Kurzfristig
Verbindlichkeiten aus Steuern		875		1.094
Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit	14	44	18	61
Verbindlichkeiten aus Restrukturierungen	22	30	49	31
Derivate	432	2.353	768	2.993
Hausanschlusskosten und Baukostenzuschüsse	1.348	180	1.416	188
Sonstige übrige Verbindlichkeiten	417	3.159	463	3.086
	2.233	6.641	2.714	7.453
Davon: finanzielle Schulden	(552)	(4.149)	(921)	(4.965)
Davon: nicht finanzielle Schulden	(1.681)	(2.492)	(1.793)	(2.488)

Als Verbindlichkeiten im Rahmen der sozialen Sicherheit sind insbesondere die noch abzuführenden Beiträge an Sozialversicherungen ausgewiesen.

Änderungen des Konsolidierungskreises minderten die übrigen Verbindlichkeiten um 55 Mio. €. Von den sonstigen übrigen Ver-

bindlichkeiten entfielen 1.186 Mio. € (Vorjahr: 1.318 Mio. €) auf finanzielle Schulden in Form kurzfristiger Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Rechten zur Andienung (Put-Optionen) von Minderheitenanteilen.

Sonstige Angaben

(28) Ergebnis je Aktie

Das unverwässerte und das verwässerte Ergebnis je Aktie ergeben sich, indem der den RWE-Aktionären zustehende Teil des Nettoergebnisses durch die durchschnittliche Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien geteilt wird; eigene Aktien bleiben dabei unberücksichtigt. Auf Stammaktien und auf Vorzugsaktien entfällt das gleiche Ergebnis je Aktie.

Ergebnis je Aktie		2013	2012
Nettoergebnis für die Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-2.757	1.306
Zahl der im Umlauf befindlichen Aktien (gewichteter Durchschnitt)	Tsd. Stück	614.745	614.480
Unverwässertes und verwässertes Ergebnis je Stamm- und Vorzugsaktie	€	-4,49	2,13
Dividende je Aktie	€	1,00 ¹	2,00

1 Vorschlag für das Geschäftsjahr 2013

(29) 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 Markt faktoren, 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 Nettotoriskoposition pro Geschäftspartner in Übereinstimmung mit IFRS 13.48 vorgenommen.

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

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

Fair-Value-Hierarchie in Mio. €	Summe 2013	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3	Summe 2012	Stufe 1	Stufe 2	Stufe 3
Übrige Finanzanlagen	884	100	390	394	959	119	398	442
Derivate (aktiv)	3.612		3.511	101	4.568		4.331	237
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(1.447)		(1.447)		(1.731)		(1.676)	(55)
Wertpapiere	2.791	1.755	1.036		2.604	1.609	995	
Derivate (passiv)	2.785		2.779	6	3.761		3.586	175
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(1.574)		(1.574)		(1.673)		(1.638)	(35)

Aufgrund von zunehmenden Preisquotierungen an aktiven Märkten wurden im Berichtsjahr finanzielle Vermögenswerte mit einem beizulegenden Zeitwert in Höhe von 49 Mio. € von Stufe 2 nach Stufe 1 zum Anfang der Berichtsperiode umgegliedert (Vorjahr: 430 Mio. €). Außerdem wurden Derivate

(aktiv) in Höhe von 8 Mio. € und Derivate (passiv) in Höhe von 50 Mio. € von Stufe 3 nach Stufe 2 zum Anfang der Berichtsperiode umgegliedert (Vorjahr: 0 Mio. €), weil Inputfaktoren bei der Bewertung entfallen sind, die sich auf nicht beobachtbare Marktdaten stützten.

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2013	Stand: 01.01.2013	Änderungen			Veränderungen	Stand: 31.12.2013
		Konsolidierungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	erfolgs- wirksam	erfolgs- neutral (OCI)		
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	442	-31	-3		-14	394
Derivate (aktiv)	237	-8	-21		-107	101
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(55)				(-55)	
Derivate (passiv)	175	-49	-35		-85	6
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(35)				(-35)	

Finanzinstrumente der Stufe 3: Entwicklung im Jahr 2012	Stand: 01.01.2012	Änderungen			Veränderungen	Stand: 31.12.2012
		Konsolidierungskreis, Währungs- anpassungen, Sonstiges	erfolgs- wirksam	erfolgs- neutral (OCI)		
in Mio. €						
Übrige Finanzanlagen	383	17	-15		57	442
Derivate (aktiv)	422	-2	-13		-151	237
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(147)		(-19)		(-54)	(55)
Derivate (passiv)	847	-6	-246		-420	175
Davon: in Sicherungsbeziehungen	(113)	(-61)	(-16)		(-1)	(35)

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

Finanzinstrumente der Stufe 3: Erfolgswirksam erfasste Gewinne und Verluste	Gesamt 2013	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden	Gesamt 2012	Davon: auf Finanz- instrumente entfallend, die am Bilanzstichtag noch gehalten wurden
in Mio. €				
Umsatzerlöse	23	8	291	270
Materialaufwand	-10	2	-58	-69
Sonstige betriebliche Erträge/Aufwendungen	8	8	5	
Beteiligungsergebnis	-10	-11	-20	-6
	11	7	218	195

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 Ölpreis gebundenen 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 18 Mio. € bzw. zu einem Rückgang um 17 Mio. € führen.

Auf die unter den folgenden Bilanzposten ausgewiesenen finanziellen Vermögenswerte im Anwendungsbereich von IFRS 7 wurden die nachstehenden Wertberichtigungen vorgenommen:

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanz- forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2013	165	275	548	12	1.000
Zuführungen	13	48	62	2	125
Umbuchungen	-7	21	2		16
Währungsanpassungen	-1		-9		-10
Abgänge	44	23	51	1	119
Stand: 31.12.2013	126	321	552	13	1.012

Wertberichtigungen für finanzielle Vermögenswerte	Übrige Finanzanlagen	Finanz- forderungen	Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	Gesamt
in Mio. €					
Stand: 01.01.2012	164	293	401	7	865
Zuführungen	29	21	152	7	209
Umbuchungen	8		32	-2	38
Währungsanpassungen	1		7		8
Abgänge	37	39	44		120
Stand: 31.12.2012	165	275	548	12	1.000

- 136 Gewinn- und Verlustrechnung
- 137 Gesamtergebnisrechnung
- 138 Bilanz
- 139 Kapitalflussrechnung
- 140 Veränderung des Eigenkapitals
- 141 Anhang

Zum Abschlussstichtag lagen im Anwendungsbereich von IFRS 7 überfällige nicht wertberichtigte Forderungen in folgender Höhe vor:

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in Mio. €	Bruttowert 31.12.2013	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
Finanzforderungen	1.815	77					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.511	1.242	379	95	66	47	128
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	4.161	12					1
	14.487	1.331	379	95	66	47	129

Überfällige, nicht wertberichtigte Forderungen in Mio. €	Bruttowert 31.12.2012	Überfällige, wertberichtigte Forderungen	Nicht wertberichtigte, in den folgenden Zeitbändern überfällige Forderungen				
			bis 30 Tage	31 bis 60 Tage	61 bis 90 Tage	91 bis 120 Tage	über 120 Tage
Finanzforderungen	3.473	46					
Forderungen aus Lieferungen und Leistungen	8.580	727	487	118	47	54	88
Sonstige Forderungen und sonstige Vermögenswerte	5.125	13	1				2
	17.178	786	488	118	47	54	90

Die finanziellen Vermögenswerte und Verbindlichkeiten lassen sich in Bewertungskategorien mit den folgenden Buchwerten untergliedern:

Buchwerte nach Bewertungskategorien in Mio. €	31.12.2013	31.12.2012
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte	2.165	2.837
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(2.165)	(2.837)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	3.675	3.563
Kredite und Forderungen	13.892	14.446
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Verbindlichkeiten	1.210	2.088
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(1.210)	(2.088)
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	23.950	25.364

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 18.688 Mio. € (Vorjahr: 19.946 Mio. €), der beizulegende

Zeitwert auf 20.314 Mio. € (Vorjahr: 22.293 Mio. €). Hier von entfielen 4.729 Mio. € auf Stufe 1 und 15.585 Mio. € auf Stufe 2 der Fair-Value-Hierarchie.

Finanzinstrumente wurden in der Gewinn- und Verlustrechnung je nach Bewertungskategorie mit folgenden Nettoergebnissen gemäß IFRS 7 erfasst:

Nettoergebnis je Bewertungskategorie in Mio. €	2013	2012
Erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert bilanzierte finanzielle Vermögenswerte und Verbindlichkeiten	532	682
Davon: zu Handelszwecken gehalten	(532)	(682)
Zur Veräußerung verfügbare finanzielle Vermögenswerte	-15	313
Kredite und Forderungen	-48	471
Zu (fortgeführten) Anschaffungskosten gehaltene Verbindlichkeiten	-1.011	-1.262

Das Nettoergebnis gemäß IFRS 7 umfasst im Wesentlichen Zinsen, Dividenden und Ergebnisse aus der Bewertung von Finanzinstrumenten zum beizulegenden Zeitwert.

hinaus wurden ursprünglich erfolgsneutral gebuchte Wertänderungen von zur Veräußerung verfügbaren Finanzinstrumenten in Höhe von 23 Mio. € (Vorjahr: 37 Mio. €) als Ertrag realisiert.

Bei den zur Veräußerung verfügbaren finanziellen Vermögenswerten wurden im Berichtsjahr Wertänderungen in Höhe von 60 Mio. € (Vorjahr: 143 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Darüber

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 31.12.2013 in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivative (aktiv)	3.364	-2.533	831		-347	484
Derivative (passiv)	3.322	-2.742	580	-97	-403	80

Saldierung von finanziellen Vermögenswerten und finanziellen Verbindlichkeiten zum 31.12.2012 ¹ in Mio. €	Angesetzte Bruttobeträge	Saldierung	Ausgewiesene Nettobeträge	Zugehörige nicht saldierte Beträge		Nettobetrag
				Finanzinstrumente	Erhaltene/ geleistete Barsicherheiten	
Derivative (aktiv)	3.398	-2.499	899		-453	446
Derivative (passiv)	3.430	-2.763	667	-53	-526	88

1 Angepasste Vorjahreswerte

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

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

Der RWE-Konzern ist als international tätiges Versorgungsunternehmen im Rahmen seiner gewöhnlichen Geschäftstätigkeit Markt-, Kredit- und Liquiditätsrisiken ausgesetzt. Wir begrenzen diese Risiken durch ein systematisches konzernübergreifendes Risikomanagement. Handlungsrahmen, Verantwortlichkeiten und Kontrollen werden durch interne Richtlinien verbindlich vorgegeben.

Marktrisiken ergeben sich durch Änderungen von Währungs-, Zins- und Aktienkursen sowie von Commodity-Preisen, die das Ergebnis aus der Geschäftstätigkeit beeinflussen können.

Wegen der internationalen Präsenz des RWE-Konzerns kommt dem Management von Wechselkursänderungen große Bedeutung zu. Das britische Pfund und der US-Dollar sind wichtige Fremdwährungen für den Konzern. Brennstoffe notieren in diesen beiden Währungen, zudem ist RWE im britischen Währungsraum geschäftlich aktiv. Die Gesellschaften des RWE-Konzerns sind grundsätzlich dazu verpflichtet, ihre Fremdwährungsrisiken mit der RWE AG zu sichern. Nur die RWE AG selbst darf im Rahmen vorgegebener Limite Fremdwährungspositionen offen halten.

Zinsrisiken resultieren hauptsächlich aus den Finanzschulden und den zinstragenden Anlagen des Konzerns. Gegen negative Wertänderungen aus unerwarteten Zinsbewegungen sichern wir uns fallweise durch originäre und derivative Finanzgeschäfte ab.

Die Chancen und Risiken aus den Wertänderungen der Wertpapiere werden durch ein professionelles Fondsmanagement gesteuert. Finanzgeschäfte des Konzerns werden mit einer zentralen Risikomanagement-Software erfasst und von der RWE AG überwacht. Dies ermöglicht einen Risikoausgleich über die Einzelgesellschaften hinweg.

Für Commodity-Geschäfte hat die zum Bereich Konzerncontrolling gehörende Abteilung Group Risk Controlling Richtlinien aufgestellt. Demnach dürfen Derivate zur Absicherung gegen Preisrisiken, zur Optimierung des Kraftwerkseinsatzes und zur Margenerhöhung eingesetzt werden. Darüber hinaus ist der Handel mit Commodity-Derivaten im Rahmen von Limiten erlaubt. Die Einhaltung dieser Obergrenzen wird täglich überwacht.

Risiken aus Schwankungen der Commodity-Preise und finanzwirtschaftliche Risiken (Fremdwährungsrisiken, Zinsrisiken, Risiken aus Wertpapieranlagen) werden bei RWE u.a. anhand von Kennzahlen wie dem Value at Risk (VaR) überwacht und gesteuert. Zur Steuerung von Zinsrisiken wird zudem ein Cash Flow at Risk (CFaR) ermittelt.

Mit der VaR-Methode ermitteln und überwachen wir das maximale Verlustpotenzial, das sich aus der Veränderung von Marktpreisen mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit innerhalb bestimmter Fristen ergibt. Bei der Berechnung werden historische Preisschwankungen zugrunde gelegt. Bis auf den CFaR werden alle VaR-Angaben mit einem Konfidenzintervall von 95 % und einer Halftedauer von einem Tag ermittelt. Für den CFaR werden ein Konfidenzintervall von 95 % und eine Halftedauer von einem Jahr unterstellt.

RWE unterscheidet bei Zinsrisiken zwischen zwei Risikokategorien: Auf der einen Seite können Zinssteigerungen dazu führen, dass die Kurse von Wertpapieren aus dem RWE-Bestand sinken. Dies betrifft in erster Linie festverzinsliche Anleihen. Auf der anderen Seite erhöhen sich mit dem Zinsniveau auch die Finanzierungskosten. Zur Bestimmung des Kurswertrisikos wird ein VaR ermittelt. Dieser belief sich zum 31. Dezember 2013 auf 5,3 Mio. € (Vorjahr: 2,7 Mio. €). Die Sensitivität des Zinsaufwands in Bezug auf Marktzinssteigerungen messen wir mit dem CFaR. Dieser lag zum 31. Dezember 2013 bei 7,2 Mio. € (Vorjahr: 9,0 Mio. €).

Der VaR für Fremdwährungspositionen lag zum 31. Dezember 2013 bei unter 1 Mio. € (Vorjahr: unter 1 Mio. €). Dieser entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl, in die auch die Grundgeschäfte aus Cash-Flow-Hedge-Beziehungen eingehen.

Der VaR für die Kurswertrisiken aus Aktien im RWE-Portfolio lag zum 31. Dezember 2013 bei 6,3 Mio. € (Vorjahr: 4,8 Mio. €).

Zum 31. Dezember 2013 betrug der VaR für Commodity-Positionen des Handelsgeschäfts der RWE Supply & Trading 8,4 Mio. € (Vorjahr: 5,5 Mio. €). Dieser entspricht der zur internen Steuerung verwendeten Kennzahl.

Im Handelsgeschäft der RWE Supply & Trading werden zudem kontinuierlich Stresstests durchgeführt, um die Auswirkungen von Commodity-Preisänderungen auf die Liquiditäts- und Ertragslage zu simulieren und ggf. risikomindernde Maßnahmen zu ergreifen. Bei diesen Tests werden Marktpreiskurven modifiziert und auf dieser Basis eine Neubewertung der Commodity-Position vorgenommen. Abgebildet werden neben historischen Extrempreisszenarien auch realistische, fiktive Preisszenarien. Darüber hinaus werden auf monatlicher Basis mögliche Extremszenarien für die großen Handelsstische ausgewertet. Falls Stresstests interne Schwellen überschreiten, werden diese Szenarien genauer hinsichtlich ihrer Wirkung und Wahrscheinlichkeit analysiert und ggf. risikomindernde Maßnahmen erwogen.

Die Commodity-Risiken der stromerzeugenden Konzerngesellschaften werden gemäß Konzernvorgaben basierend auf der verfügbaren Marktliquidität zu Marktpreisen auf das Segment Trading/Gas Midstream übertragen und dort gesichert. Entsprechend der Vorgehensweise bei z.B. langfristigen Investitionen können Commodity-Risiken aus langfristigen Positionen oder aus Positionen, die sich aufgrund ihrer Größe bei gegebenen Marktliquidität noch nicht absichern lassen, nicht über das VaR-Konzept gesteuert und deshalb nicht in den VaR-Werten berücksichtigt werden. Über die noch nicht übertragenen offenen Erzeugungspositionen hinaus sind die Konzerngesellschaften gemäß einer Konzernvorgabe nicht berechtigt, wesentliche Risikopositionen zu halten.

Zu den wichtigsten Instrumenten zur Begrenzung von Markt-Risiken gehört der Abschluss von Sicherungsgeschäften. Als Instrumente dienen dabei vor allem Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen, Zinsswaps, Zins-Währungs-Swaps sowie Termin-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities.

Die Laufzeit der Zins-, Währungs-, Aktien-, Index- und Commodity-Derivate als Sicherungsgeschäft orientiert sich an der Laufzeit der jeweiligen Grundgeschäfte und liegt damit überwiegend im kurz- bis mittelfristigen Bereich. Bei der Absicherung des Fremdwährungsrisikos von Auslandsbeteiligungen betragen die Laufzeiten bis zu 27 Jahre.

Alle derivativen Finanzinstrumente werden als Vermögenswerte oder Verbindlichkeiten mit dem beizulegenden Zeitwert angesetzt. Bei der Interpretation ihrer positiven und negativen beizulegenden Zeitwerte ist zu beachten, dass den Finanzinstrumenten – außer beim Handel mit Commodities – i. d. R. Grundgeschäfte mit kompensierenden Risiken gegenüberstehen.

Bilanzielle Sicherungsbeziehungen gemäß IAS 39 dienen in erster Linie zur Reduktion von Währungsrisiken aus Beteiligungen mit ausländischer Funktionalwährung, Risiken aus Fremdwährungsposten, Zinsrisiken aus langfristigen Verbindlichkeiten sowie Preisrisiken aus Absatz- und Beschaffungsgeschäften.

Fair Value Hedges haben den Zweck, Marktpreisrisiken bei festverzinslichen Ausleihungen und Verbindlichkeiten zu begrenzen. Die festverzinslichen Instrumente sollen in variabel verzinsliche Instrumente transformiert und dadurch ihr beizulegender Zeitwert gesichert werden. Als Sicherungsinstrumente dienen Zinsswaps und Zins-Währungs-Swaps. Bei Fair Value Hedges wird sowohl das Derivat als auch das abgesicherte Grundge-

schäft erfolgswirksam zum beizulegenden Zeitwert erfasst. Der beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Fair Value Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente belief sich zum Abschlussstichtag auf 10 Mio. € (Vorjahr: 44 Mio. €).

Aus der Buchwertanpassung der Grundgeschäfte entstanden im Berichtsjahr Gewinne von 30 Mio. € (Vorjahr: 31 Mio. €), während Wertänderungen der Sicherungsinstrumente zu Verlusten von 23 Mio. € (Vorjahr: 30 Mio. €) führten. Beides ist im Finzergebnis erfasst.

Cash Flow Hedges werden vor allem zur Absicherung gegen Fremdwährungs- und Preisrisiken aus künftigen Umsätzen und Beschaffungsgeschäften eingesetzt. Als Sicherungsinstrumente dienen Termin- und Optionsgeschäfte mit Devisen und Zinsen sowie Termin-, Options-, Future- und Swapgeschäfte mit Commodities. Änderungen des Fair Value der Sicherungsinstrumente werden, soweit sie deren effektiven Teil betreffen, im Other Comprehensive Income berücksichtigt, und zwar so lange, bis das Grundgeschäft realisiert wird. Der ineffektive Teil der Wertänderung wird erfolgswirksam erfasst. Bei Realisation des Grundgeschäfts geht der Erfolgsbeitrag des Sicherungsgeschäfts aus dem Accumulated Other Comprehensive Income in die Gewinn- und Verlustrechnung ein. Der bilanzierte beizulegende Zeitwert der im Rahmen von Cash Flow Hedges eingesetzten Sicherungsinstrumente betrug zum Abschlussstichtag –377 Mio. € (Vorjahr: –274 Mio. €).

Die mit Cash Flow Hedges abgesicherten künftigen Umsätze und Beschaffungsgeschäfte werden voraussichtlich in den folgenden zehn Jahren fällig und ergebniswirksam.

Im Berichtsjahr wurden Änderungen der beizulegenden Zeitwerte von Sicherungsinstrumenten, die als Cash Flow Hedges eingesetzt wurden, in Höhe von –481 Mio. € (Vorjahr: 42 Mio. €) nach Steuern erfolgsneutral im Accumulated Other Comprehensive Income erfasst. Diese Wertänderungen stellen den effektiven Teil der Sicherungsbeziehungen dar.

Ineffektivitäten aus Cash Flow Hedges in Höhe von 8 Mio. € (Vorjahr: 5 Mio. €) gingen als Aufwand in die Gewinn- und Verlustrechnung ein.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Cash Flow Hedges in Höhe von 48 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: Ertrag von 121 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Aufwand realisiert.

Erfolgsneutral im Other Comprehensive Income ausgewiesene Wertänderungen aus Cash Flow Hedges erhöhten die Anschaffungskosten nicht finanzieller Vermögenswerte um 108 Mio. € (Vorjahr: Erhöhung um 7 Mio. €).

Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten dienen der Absicherung gegen Fremdwährungsrisiken aus den Beteiligungen, deren Funktionalwährung nicht der Euro ist. Als Sicherungsinstrumente setzen wir Anleihen verschiedener Laufzeiten in den entsprechenden Währungen sowie Zins-Währungs-Swaps ein. Ändern sich die Kurse von Währungen, auf die die sichernden Anleihen lauten, oder der Fair Value der sicheren Zins-Währungs-Swaps, wird dies in der Währungsumrechnungsdifferenz im Other Comprehensive Income berücksichtigt. Der beizulegende Zeitwert der Anleihen betrug zum Abschlussstichtag 1.415 Mio. € (Vorjahr: 2.218 Mio. €), der Zeitwert der Swaps 248 Mio. € (Vorjahr: 288 Mio. €).

Im Berichtsjahr wurden Ineffektivitäten aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 67 Mio. € als Aufwand (Vorjahr: Ertrag von 64 Mio. €) in der Gewinn- und Verlustrechnung erfasst.

Darüber hinaus wurden Wertänderungen aus Hedges von Nettoinvestitionen in ausländische Teileinheiten in Höhe von 30 Mio. € nach Steuern (Vorjahr: 0 Mio. €), die ursprünglich erfolgsneutral gebucht worden waren, im Berichtsjahr als Aufwand realisiert.

Kreditrisiken. Im Finanz- und Commodity-Bereich unterhalten wir Kreditbeziehungen vorwiegend zu Banken und anderen Handelspartnern mit guter Bonität. Die sich daraus ergebenden Kontrahentenrisiken werden bei Vertragsabschluss geprüft und laufend überwacht. Wir begegnen ihnen durch Festlegung von Limiten für das Handeln mit Geschäftspartnern und ggf. durch Einfordern zusätzlicher Sicherheiten wie z.B. Barsicherheiten. Das Kreditrisiko wird sowohl im Commodity-Bereich als auch im Finanzbereich täglich überwacht.

In unserem Vertriebsgeschäft sind wir Kreditrisiken ausgesetzt, weil Kunden möglicherweise ihren Zahlungsverpflichtungen nicht nachkommen. Wir identifizieren solche Risiken durch regelmäßige Analyse der Bonität unserer wesentlichen Kunden und leiten bei Bedarf Gegenmaßnahmen ein.

Im Finanz-, Handels- und Vertriebsbereich setzen wir zur Absicherung von Kreditrisiken auch Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen ein.

Das maximale bilanzielle Ausfallrisiko ergibt sich aus den Buchwerten der in der Bilanz angesetzten Forderungen. Soweit sich Ausfallrisiken konkretisieren, werden diese durch Wertberichtigungen erfasst. Bei den Derivaten entsprechen die Ausfallrisiken ihren positiven beizulegenden Zeitwerten. Risiken können sich auch aus finanziellen Garantien und Kreditzusagen zugunsten konzernfremder Gläubiger ergeben. Zum 31. Dezember 2013 beliefen sich diese Verpflichtungen auf 104 Mio. € (Vorjahr: 691 Mio. €). Den Ausfallrisiken standen zum 31. Dezember 2013 Kreditversicherungen, finanzielle Garantien, Bankgarantien und sonstige Sicherheitsleistungen in Höhe von 1,2 Mrd. € (Vorjahr: 1,5 Mrd. €) gegenüber. Davon entfallen 0,1 Mrd. € auf Finanzforderungen, 0,4 Mrd. € auf Forderungen aus Lieferungen und Leistungen, 0,3 Mrd. € auf Derivate in Sicherungsbeziehungen und 0,4 Mrd. € auf sonstige Derivate. Weder 2013 noch im Vorjahr waren bedeutende Ausfälle zu verzeichnen.

Liquiditätsrisiken. Die RWE-Konzerngesellschaften refinanzieren sich i.d.R. zentral bei der RWE AG. Hier besteht das Risiko, dass die Liquiditätsreserven nicht ausreichen, um die finanziellen Verpflichtungen fristgerecht zu erfüllen. Im Jahr 2014 werden Kapitalmarktschulden mit einem Nominalvolumen von rund 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 2,0 Mrd. €) und Bankschulden in Höhe von 0,5 Mrd. € (Vorjahr: 0,4 Mrd. €) fällig. Außerdem sind kurzfristige Schulden zu begleichen.

Am 31. Dezember 2013 betrug der Bestand an flüssigen Mitteln und kurzfristigen Wertpapieren 6.696 Mio. € (Vorjahr: 5.276 Mio. €). Zudem konnte die RWE AG am Bilanzstichtag über eine vertraglich vereinbarte ungenutzte syndizierte Kreditlinie von 4 Mrd. € (Vorjahr: 4 Mrd. €) verfügen. Das Commercial-Paper-Programm über 5 Mrd. US\$ (Vorjahr: 5 Mrd. US\$) war zum Bilanzstichtag mit 0 Mrd. € (Vorjahr: 1,0 Mrd. €) in Anspruch genommen. Darüber hinaus können wir uns im Rahmen eines Debt-Issuance-Programms über 30 Mrd. € finanzieren; die ausstehenden Anleihen aus diesem Programm summierten sich zum Bilanzstichtag auf 13,9 Mrd. € (Vorjahr: 14,4 Mrd. €). Das mittelfristige Liquiditätsrisiko ist daher als gering einzustufen.

Aus den finanziellen Verbindlichkeiten im Anwendungsbereich von IFRS 7 ergeben sich in den nächsten Jahren voraussichtlich die folgenden (nicht diskontierten) Zahlungen:

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2013	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2014	2015 bis 2018	ab 2019	2014	2015 bis 2018	ab 2019
Anleihen ¹	14.900	530	5.006	9.418	926	2.954	4.806
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.324	454	134	736	27	98	50
Verbindlichkeiten aus Leasing	264	14	110	142			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.826	785	318	743	41	122	556
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	2.785	2.170	324	41	44	120	273
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	374	374					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.187	1.186	1				
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	6.942	6.828	61	90			

1 Inkl. gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

Tilgungs-/Zinszahlungen für finanzielle Verbindlichkeiten in Mio. €	Buchwerte 31.12.2012	Tilgungszahlungen			Zinszahlungen		
		2013	2014 bis 2017	ab 2018	2013	2014 bis 2017	ab 2018
Anleihen ¹	15.448	1.967	4.597	8.938	1.015	3.129	4.954
Commercial Paper	997	997					
Verbindlichkeiten gegenüber Kreditinstituten	1.303	408	171	724	27	99	69
Verbindlichkeiten aus Leasing	233	8	89	139			
Übrige Finanzverbindlichkeiten	1.617	823	269	551	52	159	568 ²
Derivative finanzielle Verbindlichkeiten	3.761	3.013	276	-15	59	201	328
Sicherheitsleistungen für Handelsgeschäfte	348	348					
Kaufpreisverbindlichkeiten aus gewährten Andienungsrechten	1.320	1.318	2				
Übrige sonstige finanzielle Verbindlichkeiten	7.868	7.748	48	83			

1 Inkl. Schulscheindarlehen und gemäß IFRS als Fremdkapital zu klassifizierender Hybridanleihen

2 Angepasster Vorjahreswert

Darüber hinaus bestanden zum 31. Dezember 2013 finanzielle Garantien zugunsten konzernfremder Gläubiger über insgesamt 78 Mio. € (Vorjahr: 327 Mio. €), die dem ersten Tilgungsjahr zuzuordnen sind. Des Weiteren haben Konzerngesellschaften Kreditzusagen an konzernfremde Unternehmen in Höhe von 26 Mio. € gegeben (Vorjahr: 364 Mio. €), die im Jahr 2014 abrufbar sind.

Weitere Angaben zu den Risiken des RWE-Konzerns sowie zu den Zielen und Prozessen des Risikomanagements enthält das Kapitel „Entwicklung der Risiken und Chancen“ auf Seite 88 ff. im Lagebericht.

(30) Eventualschulden und finanzielle Verpflichtungen

Das Bestellobligo aus erteilten Investitionsaufträgen belief sich zum 31. Dezember 2013 auf 1.505 Mio. € (Vorjahr: 2.324 Mio. €).

Die Verpflichtungen aus Operating Leasing betreffen überwiegend Pachtverträge für Stromerzeugungs- und Versorgungsanlagen sowie Miet- und Leasingverträge für Lager- und Verwaltungsgebäude. Die Mindestleasingzahlungen haben folgende Fälligkeitsstruktur:

Operating Leasing in Mio. €	Nominalwert	
	31.12.2013	31.12.2012
Fällig in bis zu 1 Jahr	232	224
Fällig nach 1 bis zu 5 Jahren	517	504
Fällig nach über 5 Jahren	460	467
1.209	1.195	

Die Kapitalverpflichtungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen beliefen sich auf 0 Mrd. € (Vorjahr: 0,4 Mrd. €).

Für die Beschaffung von Brennstoffen, insbesondere Erdgas und Steinkohle, sind wir langfristige vertragliche Abnahmeverpflichtungen eingegangen. Die Zahlungsverpflichtungen aus den wesentlichen langfristigen Beschaffungsverträgen beliefen sich zum 31. Dezember 2013 auf 48,5 Mrd. € (Vorjahr: 75,8 Mrd. €), wovon 4,3 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig waren (Vorjahr: 6,1 Mrd. €).

Die Gasbeschaffung des RWE-Konzerns basiert größtenteils auf langfristigen Take-or-pay-Verträgen. Die Konditionen dieser Kontrakte – die Laufzeiten reichen im Einzelfall bis 2035 – werden in gewissen Abständen von den Vertragspartnern nachverhandelt, woraus sich Änderungen der angegebenen Zahlungsverpflichtungen ergeben können. Der Berechnung der aus den Beschaffungsverträgen resultierenden Zahlungsverpflichtungen liegen Parameter der internen Planung zugrunde.

Weiterhin hat RWE langfristige finanzielle Verpflichtungen durch Strombezüge. Die aus den wesentlichen Bezugsverträgen resultierenden Mindestzahlungsverpflichtungen beliefen sich zum 31. Dezember 2013 auf 15,5 Mrd. € (Vorjahr: 17,4 Mrd. €), davon werden 1,7 Mrd. € innerhalb eines Jahres fällig (Vorjahr: 0,8 Mrd. €). Darüber hinaus bestehen langfristige Bezugs- und Dienstleistungsverträge für Uran, Konversion, Anreicherung und Fertigung.

Aus der Mitgliedschaft in verschiedenen Gesellschaften, die u.a. im Zusammenhang mit Kraftwerksobjekten, mit Ergebnisabführungsverträgen und zur Abdeckung des nuklearen Haftpflichtrisikos bestehen, obliegt uns eine gesetzliche bzw. vertragliche Haftung.

Mit einer Solidarvereinbarung haben sich die RWE AG und die anderen Muttergesellschaften der deutschen Kernkraftwerksbetreiber verpflichtet, zur Erfüllung einer Deckungsvorsorge in Höhe von rund 2.244 Mio. € die haftenden Kernkraftwerksbetreiber im nuklearen Schadensfall finanziell so auszustatten, dass diese ihren Zahlungsverpflichtungen nachkommen können. Vertragsgemäß beträgt der auf die RWE AG entfallende Haftungsanteil 25,851 % zuzüglich 5 % für Schadensabwicklungskosten.

Die RWE AG und Tochtergesellschaften sind im Zusammenhang mit ihrem Geschäftsbetrieb in regulatorische bzw. kartellrechtliche Verfahren, Gerichtsprozesse und Schiedsverfahren involviert. Wir erwarten dadurch jedoch keine wesentlichen negativen Auswirkungen auf die wirtschaftliche und finanzielle Situation des RWE-Konzerns. Darüber hinaus sind Konzerngesellschaften an verschiedenen administrativen und regulatorischen Verfahren (inkl. Genehmigungsverfahren) direkt beteiligt oder von deren Ergebnissen betroffen.

Im Zusammenhang mit gesellschaftsrechtlichen Umstrukturierungen sind von außenstehenden Aktionären mehrere Spruchverfahren zur Überprüfung der Angemessenheit der Umtauschverhältnisse bzw. der Höhe der angebotenen Barabfindung eingeleitet worden. Wir gehen davon aus, dass die im Rahmen der jeweiligen Umstrukturierung gutachterlich ermittelten und von Wirtschaftsprüfern überprüften Umtauschverhältnisse und Barabfindungen angemessen sind. Sollten rechtskräftige Gerichtsentscheidungen zu anderen Ergebnissen kommen, erfolgt ein Ausgleich an alle betroffenen Aktionäre, auch wenn sie nicht am Spruchverfahren selbst beteiligt sind.

Ende September 2011 führte die EU-Kommission europaweit Nachprüfungen im Gasgroßhandel durch, auch bei RWE. Im September 2012 eröffnete die EU-Kommission ein förmliches Kartellverfahren gegen den russischen Gasproduzenten Gazprom. Im Mittelpunkt der Untersuchungen steht der Verdacht, dass Gazprom seine Marktmacht missbraucht hat. Die nun allein gegen Gazprom gerichteten Untersuchungen können mehrere Jahre andauern.

(31) Segmentberichterstattung

Mit Wirkung zum 1. Januar 2013 haben wir nahezu unsere gesamte Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen und Kernenergie im neuen Segment „Konventionelle Stromerzeugung“ gebündelt. RWE ist nunmehr in acht Segmente untergliedert, die nach regionalen und funktionalen Kriterien voneinander abgegrenzt sind. Um aussagefähige Vergleiche mit den Vorjahrrezahlen zu ermöglichen, haben wir diese in die neue Struktur überführt.

Im Segment „Konventionelle Stromerzeugung“ sind im Wesentlichen das Stromerzeugungsgeschäft von RWE Power, Essent und RWE npower, der rheinische Braunkohletagebau und die auf Projektmanagement- und Engineering spezialisierte RWE Technology gebündelt.

Das Segment „Vertrieb/Verteilnetze Deutschland“ umfasst im Wesentlichen das deutsche Vertriebs- und Verteilnetzgeschäft.

Im Segment „Vertrieb Niederlande/Belgien“ berichten wir über das Endkundengeschäft mit Strom, Gas und Wärme in dieser Region.

Entsprechend enthält das Segment „Vertrieb Großbritannien“ den britischen Vertrieb von Strom und Gas.

Die zentralost- und südosteuropäischen Netz- und Vertriebsaktivitäten sind gemeinsam mit dem ungarischen Erzeugungsgeschäft im Segment „Zentralost-/Südosteuropa“ zusammengefasst.

Die bei RWE Innogy angesiedelte Erzeugung von Strom und Wärme aus regenerativen Quellen wird im Segment „Erneuerbare Energien“ dargestellt.

Im Segment „Upstream Gas & Öl“ werden die konzernweiten Aktivitäten zur Gas- und Erdölgewinnung ausgewiesen.

Im Segment „Trading/Gas Midstream“ sind der Energiehandel und das Gas-Midstream-Geschäft des Konzerns angesiedelt. Verantwortet wird es von RWE Supply & Trading, die auch einige große Industrie- und Geschäftskunden mit Strom und Gas beliefert.

Unter „Sonstige, Konsolidierung“ werden Konsolidierungseffekte und die RWE AG erfasst, ferner die Aktivitäten nicht gesondert dargestellter Bereiche. Dazu gehören u.a. die konzerninternen Dienstleister RWE Group Business Services, RWE Service, RWE IT und RWE Consulting.

Segmentbericht- erstattung Unternehmens- bereiche 2013 in Mio. €	Konven- tionelle Stromer- zeugung	Vertrieb/ Verteil- netze Deutsch- land	Vertrieb Nieder- lande/ Belgien	Vertrieb Großbri- tannien	Zentral- ost-/ Südost- europa	Erneuer- bare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Mid- stream	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE- Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	1.570	25.718	6.308	8.982	4.852	402	1.837	4.313	88	54.070
Konzern- Innenumsatz	9.016	1.244	186	277	292	534	263	23.841	-35.653 ¹	
Gesamtumsatz	10.586 ²	26.962	6.494	9.259	5.144	936	2.100	28.154	-35.565	54.070
Betriebliches Ergebnis	1.383	1.626	278	290	1.032	196	521	831	-276	5.881
Betriebliches Beteiligungs- ergebnis	87	295	8		42	30	-1	-2	31	490
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity- bilanzierten Beteiligungen	87	213	7		47	17		-2	65	434
Betriebliche Ab- schreibungen	1.049	690	90	76	249	201	417	10	99	2.881
Außerplan- mäßige Abschreibungen	3.864	267	77		3	624	45		4	4.884
Cash Flow aus lau- fender Geschäft- tätigkeit	1.122	1.621	286	119	1.166	601	773	1.293	-1.226	5.755
Buchwerte at-Equity- bilanziert er Beteiligungen	318	2.199	52		357	1.036		8	284	4.254
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	1.360	871	28	106	320	1.074	663	14	58	4.494

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -38.782 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 3.129 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 903 Mio. €

Regionen 2013 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE- Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1,2}	28.115	9.812	12.186	763	517	51.393
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	24.763	9.441	10.391	946	1.058	46.599

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Segmentbericht- erstattung Unternehmens- bereiche 2012 in Mio. €	Konven- tionelle Stromer- zeugung	Vertrieb/ Verteil- netze Deutsch- land	Vertrieb Nieder- lande/ Belgien	Vertrieb Großbri- tannien	Zentral- ost-/ Südost- europa	Erneuer- bare Energien	Upstream Gas & Öl	Trading/ Gas Mid- stream	Sonstige, Konsoli- dierung	RWE- Konzern
Außenumsatz (inkl. Erdgas-/ Stromsteuer)	1.626	23.710	5.863	8.708	5.274	387	1.848	5.698	113	53.227
Konzern- Innenumsatz	9.605	2.020	13	227	502	491	143	25.738	-38.739 ¹	
Gesamtumsatz	11.231 ²	25.730	5.876	8.935	5.776	878	1.991	31.436	-38.626	53.227
Betriebliches Ergebnis	3.275	1.578	190	286	1.052	183	685	-598	-235	6.416
Betriebliches Beteiligungs- ergebnis	83	383	6		63	22		-8	38	587
Betriebliches Ergebnis aus at-Equity- bilanzierten Beteiligungen	129	227	7		60	3		-8	71	489
Betriebliche Ab- schreibungen	1.103	688	103	85	260	181	356	7	115	2.898
Außerplan- mäßige Abschreibungen	1.977	111	39			215	26		21	2.389
Cash Flow aus lau- fender Geschäfts- tätigkeit	1.357	783	82	325	1.065	-16	768	46	-15	4.395
Buchwerte at-Equity- bilanzierter Beteiligungen	354	2.278	48		326	375		11	233	3.625
Investitionen in immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	1.784	904	43	89	518	999	684	4	56	5.081

1 Davon Konsolidierung Innenumsatz -41.987 Mio. € und Innenumsatz der sonstigen Gesellschaften 3.248 Mio. €

2 Davon Gesamtumsatz der Stromerzeugung in Großbritannien 1.168 Mio. €

Regionen 2012 in Mio. €	EU			Übriges Europa	Sonstige	RWE- Konzern
	Deutschland	Großbritannien	Übrige EU			
Außenumsatz ^{1,2}	27.602	9.350	12.482	1.015	322	50.771
Immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Investment Property	25.496	9.904	14.610	988	1.136	52.134

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

2 Aufteilung entsprechend der Region, in der die Leistung erbracht wurde

Produkte in Mio. €	RWE-Konzern	
	2013	2012
Außenumsatz ¹	51.393	50.771
Davon: Strom	(33.471)	(32.867)
Davon: Gas	(13.374)	(13.156)
Davon: Öl	(1.325)	(1.540)

1 Zahlen ohne Erdgas-/Stromsteuer

Erläuterungen zu den Segmentdaten. Als Innenumsätze des RWE-Konzerns weisen wir die Umsätze zwischen den Segmenten aus. Konzerninterne Lieferungen und Leistungen werden zu gleichen Bedingungen abgerechnet wie mit externen Kunden.

Das betriebliche Ergebnis wird zur internen Steuerung verwendet. In der folgenden Tabelle ist die Überleitung vom betrieblichen Ergebnis zum Ergebnis vor Steuern dargestellt:

Überleitung der Ergebnisgrößen in Mio. €	2013	2012
Betriebliches Ergebnis	5.881	6.416
+ Neutrales Ergebnis	-5.475	-2.094
+ Finanzergebnis	-1.893	-2.092
Ergebnis vor Steuern	-1.487	2.230

Erträge und Aufwendungen, die aus betriebswirtschaftlicher Sicht ungewöhnlich oder auf Sondervorgänge zurückzuführen sind, erschweren die Beurteilung der laufenden Geschäftstätigkeit. Sie werden in das neutrale Ergebnis umgegliedert. Dabei kann es sich u.a. um Veräußerungsergebnisse aus dem Abgang von Beteiligungen oder nicht betriebsnotwendigen langfristigen Vermögenswerten, Abschreibungen auf Geschäfts- oder Firmenwerte vollkonsolidierter Unternehmen, Effekte aus der Marktbewertung bestimmter Commodity-Derivate sowie Restrukturierungsaufwendungen handeln.

Darüber hinausgehende Ausführungen finden sich auf Seite 70 des Lageberichts.

(32) Angaben zur Kapitalflussrechnung

Die Kapitalflussrechnung ist nach den Zahlungsströmen aus der Geschäfts-, Investitions- und Finanzierungstätigkeit gegliedert. Der Betrag der flüssigen Mittel in der Kapitalflussrechnung stimmt mit dem in der Bilanz ausgewiesenen Wert überein. Flüssige Mittel umfassen Kassenbestände, Guthaben bei Kreditinstituten und kurzfristig veräußerbare festverzinsliche Wertpapiere mit einer Restlaufzeit bei Erwerb von bis zu drei Monaten.

Im Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit sind u.a. enthalten:

- Zinseinnahmen in Höhe von 331 Mio. € (Vorjahr: 428 Mio. €) und Zinsausgaben in Höhe von 1.075 Mio. € (Vorjahr: 1.227 Mio. €)
- gezahlte Ertragsteuern (abzüglich Erstattungen) in Höhe von 1.454 Mio. € (Vorjahr: 628 Mio. €)
- das um nicht zahlungswirksame Effekte – insbesondere aus der Equity-Bilanzierung – korrigierte Beteiligungsergebnis in Höhe von 676 Mio. € (Vorjahr: 490 Mio. €)

Mittelveränderungen aus dem Erwerb und der Veräußerung konsolidierter Gesellschaften gehen in den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit ein. Effekte aus Wechselkursänderungen werden gesondert gezeigt.

Im Cash Flow aus der Finanzierungstätigkeit sind Ausschüttungen an RWE-Aktionäre in Höhe von 1.229 Mio. € (Vorjahr: 1.229 Mio. €), Ausschüttungen an andere Gesellschafter in Höhe von 237 Mio. € (Vorjahr: 246 Mio. €) und Ausschüttungen an Hybridkapitalgeber in Höhe von 145 Mio. € (Vorjahr: 81 Mio. €) enthalten.

Durch Änderungen des Konsolidierungskreises (ohne Berücksichtigung von „Zur Veräußerung bestimmte Vermögenswerte“) haben sich die flüssigen Mittel im Saldo um 87 Mio. € vermindert. Die nach Verrechnung von Zugängen in Höhe von 4 Mio. € mit den Finanzanlageinvestitionen und Abgängen in Höhe von 100 Mio. € mit den Einnahmen aus Desinvestitionen verbleibenden 9 Mio. € entfallen auf erstmals konsolidierte Unternehmen.

Die Explorationstätigkeit minderte den Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit um 86 Mio. € (Vorjahr: 90 Mio. €) und den Cash Flow aus der Investitionstätigkeit um 93 Mio. € (Vorjahr: 82 Mio. €).

Die flüssigen Mittel unterliegen Verfügungsbeschränkungen in Höhe von 33 Mio. €.

(33) Angaben zu Konzessionen

Zwischen Unternehmen des RWE-Konzerns und Gebietskörperschaften in unseren Versorgungsregionen gibt es eine Reihe von Wegenutzungsverträgen und Konzessionsvereinbarungen, die die Strom-, Gas- und Wasserversorgung betreffen.

Im Strom- und Gasgeschäft regeln Wegenutzungsverträge die Nutzung von öffentlichen Verkehrswegen für das Verlegen und den Betrieb von Leitungen, die der allgemeinen Energiever-

sorgung dienen. Die Laufzeit dieser Verträge beträgt i.d.R. 20 Jahre. Nach ihrem Ablauf besteht die gesetzliche Pflicht, die örtlichen Verteilungsanlagen ihrem neuen Betreiber gegen Zahlung einer angemessenen Vergütung zu überlassen.

Mit Wasser-Konzessionsvereinbarungen werden das Recht und die Verpflichtung zur Bereitstellung von Wasser- und Abwasserdienstleistungen, zum Betrieb der dazugehörigen Infrastruktur (z.B. Wasserversorgungsanlagen) und zur Investitionstätigkeit geregelt. Die Konzessionen im Wassergeschäft gelten i.d.R. für einen Zeitraum von bis zu 25 Jahren.

(34) Beziehungen zu nahestehenden Unternehmen und Personen

Im Rahmen der normalen Geschäftstätigkeit unterhalten die RWE AG und ihre Tochtergesellschaften Geschäftsbeziehungen zu zahlreichen Unternehmen. Dazu gehören auch assoziierte Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen, die als nahestehende Unternehmen des Konzerns gelten. Unter diese Kategorie fallen insbesondere wesentliche at-Equity-bilanzierte Beteiligungen des RWE-Konzerns.

Mit wesentlichen assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen wurden Geschäfte getätigt, die zu folgenden Abschlussposten bei RWE führten:

Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen und Gemeinschaftsunternehmen in Mio. €	Assoziierte Unternehmen		Gemeinschaftsunternehmen	
	2013	2012	2013	2012
Erträge	3.716	3.614	63	65
Aufwendungen	2.830	2.340	145	205
Forderungen	164	269		1.370
Verbindlichkeiten	109	190	40	44

Den Abschlussposten aus Geschäften mit assoziierten Unternehmen lagen im Wesentlichen Liefer- und Leistungsbeziehungen zugrunde. Mit Gemeinschaftsunternehmen gab es neben betrieblichen Liefer- und Leistungsbeziehungen auch finanzielle Verflechtungen. Aus verzinslichen Ausleihungen an Gemeinschaftsunternehmen resultierten im Berichtsjahr Erträge in Höhe von 60 Mio. € (Vorjahr: 52 Mio. €). Von den Forderungen gegenüber Gemeinschaftsunternehmen entfielen am Bilanzstichtag 0 Mio. € auf Finanzforderungen (Vorjahr: 1.369 Mio. €). Alle Geschäfte wurden zu marktüblichen Bedingungen abgeschlossen; das heißt, die Konditionen dieser Geschäfte unterschieden sich grundsätzlich nicht von denen mit anderen Unternehmen. Von den Forderungen werden 164 Mio. € (Vorjahr: 693 Mio. €) und von den Verbindlichkeiten 143 Mio. € (Vorjahr: 226 Mio. €) innerhalb eines Jahres fällig. Für die Forderungen

bestanden Sicherheiten in Höhe von 1 Mio. € (Vorjahr: 1 Mio. €). Die sonstigen Verpflichtungen aus schwebenden Geschäften betrugen 5.630 Mio. € (Vorjahr: 6.480 Mio. €).

Bis zum 30. Juni 2012 galten auch die Unternehmensgruppen der Georgsmarienhütte Holding GmbH und der RGM Holding GmbH als nahestehende Unternehmen des RWE-Konzerns, da der damalige Vorstandsvorsitzende der RWE AG, Dr. Jürgen Großmann, ihr Gesellschafter ist. RWE-Konzernunternehmen haben für diese Gesellschaften bis zum 30. Juni 2012 Lieferungen und Leistungen in Höhe von 4,2 Mio. € erbracht und erhielten von ihnen Lieferungen und Leistungen in Höhe von 1,7 Mio. €. Sämtliche Geschäfte sind zu marktüblichen Konditionen abgeschlossen worden; die Geschäftsbeziehungen unterschieden sich nicht von denen mit anderen Unternehmen.

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

Die Grundzüge des Vergütungssystems und die Höhe der Vergütung von Vorstand und Aufsichtsrat sind im Vergütungsbericht dargestellt. Der Vergütungsbericht ist Bestandteil des Lageberichts.

Die Gesamtvergütung des Vorstands betrug 13.338 Tsd. € (Vorjahr: 19.264 Tsd. €) zuzüglich Dienstzeitaufwand für Pensionen in Höhe von 590 Tsd. € (Vorjahr: 767 Tsd. €). Der Vorstand erhielt für das Geschäftsjahr 2013 kurzfristige Vergütungsbestandteile in Höhe von 9.479 Tsd. € (Vorjahr: 15.014 Tsd. €). Außerdem wurden langfristige Vergütungsbestandteile im Rahmen des Beat (Tranche 2013) mit einem Ausgabezeitwert von 3.859 Tsd. € zugeteilt (im Vorjahr für die Beat-Tranche 2012: 4.250 Tsd. €).

Die Bezüge des Aufsichtsrats summierten sich im Geschäftsjahr 2013 auf 2.466 Tsd. € (Vorjahr: 2.481 Tsd. €). Außerdem erhielten Aufsichtsratsmitglieder Mandatsvergütungen von Tochtergesellschaften in Höhe von insgesamt 167 Tsd. € (Vorjahr: 120 Tsd. €). Für die Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat bestehen Arbeitsverträge mit den jeweiligen Konzerngesellschaften. Die Auszahlung der Vergütungen erfolgt entsprechend der dienstvertraglichen Regelungen.

Im Berichtsjahr wurden keine Kredite oder Vorschüsse an Mitglieder des Vorstands und des Aufsichtsrats gewährt. Für einen Arbeitnehmervertreter im Aufsichtsrat besteht ein Mitarbeiterdarlehen aus der Zeit vor Organzugehörigkeit.

Ehemalige Mitglieder des Vorstands und ihre Hinterbliebenen erhielten 12.200 Tsd. € (Vorjahr: 13.126 Tsd. €), davon 1.987 Tsd. € (Vorjahr: 1.928 Tsd. €) von Tochtergesellschaften. Die Pensionsverpflichtungen (Defined Benefit Obligations) gegenüber früheren Mitgliedern des Vorstands und ihren Hinterbliebenen beliefen sich zum Bilanzstichtag auf 154.472 Tsd. € (Vorjahr: 144.738 Tsd. €). Davon entfielen 21.270 Tsd. € (Vorjahr: 20.387 Tsd. €) auf Tochtergesellschaften.

Die Angaben zu den Mitgliedern des Vorstands und des Aufsichtsrats sind im Anhang auf Seite 225 ff. aufgeführt.

(35) Honorare des Abschlussprüfers

RWE hat für Dienstleistungen, die der Abschlussprüfer des Konzernabschlusses, PricewaterhouseCoopers Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft (PwC) und Gesellschaften des internationalen PwC-Netzwerks erbrachten, folgende Honorare als Aufwand erfasst:

Honorare des Abschlussprüfers in Mio. €	2013		2012	
	Gesamt	Davon: Deutschland	Gesamt	Davon: Deutschland
Abschlussprüfungsleistungen	15,2	(8,7)	15,3	(8,2)
Andere Bestätigungsleistungen	6,9	(6,6)	8,4	(7,3)
Steuerberatungsleistungen	0,6	(0,5)	0,4	(0,3)
Sonstige Leistungen	1,4	(0,5)	1,2	(0,7)
	24,1	(16,3)	25,3	(16,5)

Die Honorare für Abschlussprüfungen beinhalten vor allem die Entgelte für die Konzernabschlussprüfung und für die Prüfung der Abschlüsse der RWE AG und ihrer Tochterunternehmen. Zu den anderen Bestätigungsleistungen, die vergütet wurden, zählen die prüferische Durchsicht von Zwischenfinanzberichten, die Prüfung des internen Kontrollsystems (hier vor allem von IT-Systemen), Due-Diligence-Prüfungen und Aufwendungen im Zusammenhang mit gesetzlichen oder gerichtlichen Vorgaben. Die Honorare für Steuerberatungsleistungen umfassen insbesondere Vergütungen für die Beratung bei der Erstellung von Steuererklärungen und in sonstigen nationalen und internationalen Steuerangelegenheiten sowie die Prüfung von Steuerbescheiden.

Tochterunternehmen der RWE AG haben im Berichtsjahr für Abschlussprüfungsleistungen von Unternehmen des BDO-Netzwerks Honorare von insgesamt 0 Mio. € (Vorjahr: 0,1 Mio. €) geleistet.

- RWE Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen
- RWE Beteiligungsverwaltung Ausland GmbH, Essen
- RWE Consulting GmbH, Essen
- RWE FiberNet GmbH, Essen
- RWE Gastronomie GmbH, Essen
- RWE Group Business Services GmbH, Essen
- RWE IT GmbH, Essen
- RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg
- RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen
- RWE RWN Beteiligungsgesellschaft Mitte mbH, Essen
- RWE Seabreeze I GmbH & Co. KG, Bremerhaven
- RWE Technology GmbH, Essen
- RWE Trading Services GmbH, Essen

(37) Ereignisse nach dem Bilanzstichtag

Ausführungen zu Ereignissen nach dem Bilanzstichtag enthält der Lagebericht.

(36) Inanspruchnahme von § 264 Abs. 3 HGB bzw.

§ 264b HGB

Die folgenden inländischen Tochtergesellschaften haben im Geschäftsjahr 2013 in Teilen von der Befreiungsvorschrift des § 264 Abs. 3 HGB bzw. § 264b HGB Gebrauch gemacht:

- BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen
- GBV Dreizehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH & Co. KG, Gundremmingen
- GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen
- Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln
- Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim
- rhenag Beteiligungs GmbH, Köln
- RSB LOGISTIC GMBH, Köln
- RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln
- RWE Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr

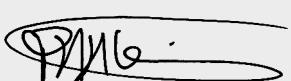
- 136 Gewinn- und Verlustrechnung
- 137 Gesamtergebnisrechnung
- 138 Bilanz
- 139 Kapitalflussrechnung
- 140 Veränderung des Eigenkapitals
- 141 Anhang

(38) Erklärung gemäß § 161 AktG

Für die RWE AG und ihre börsennotierten deutschen Tochterunternehmen sind die nach § 161 AktG vorgeschriebenen Erklärungen zum Corporate Governance Kodex abgegeben und den Aktionären auf den Internetseiten der RWE AG bzw. ihrer börsennotierten deutschen Tochterunternehmen zugänglich gemacht worden.

Essen, 14. Februar 2014

Der Vorstand


Terium
Schmitz
Günther
Tigges

4.7 AUFSTELLUNG DES ANTEILSBESITZES (TEIL DES ANHANGS)

Aufstellung des Anteilsbesitzes gemäß § 285 Nr. 11 und Nr. 11a und § 313 Abs. 2 (i.V.m. § 315 a I) HGB zum 31.12.2013

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aktivabedrijf Wind Nederland B.V., Zwolle/Niederlande		100	115.015	28.095
An Suidhe Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	20.616	372
Andromeda Wind S.r.l., Bozen/Italien		51	9.573	2.239
Artelis S.A., Luxemburg/Luxemburg		53	37.459	2.682
A/V/E GmbH, Halle (Saale)		76	2.030	483
Bayerische Bergbahnen-Beteiligungs-Gesellschaft mbH, Gundremmingen		100	22.879	566
Bayerische Elektrizitätswerke GmbH, Augsburg		100	34.008	¹
Bayerische-Schwäbische Wasserkraftwerke Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		62	63.474	9.025
BC-Therm Energiatermelő és Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	3.717	404
BGE Beteiligungs-Gesellschaft für Energieunternehmen mbH, Essen	100	100	4.317.944	¹
Bilbster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.133	507
Biomasse Sicilia S.p.A., Enna/Italien		100	1.480	-1.455
BPR Energie Geschäftsbesorgung GmbH, Essen		100	17.328	27
Bristol Channel Zone Limited, Swindon/Großbritannien		100	-633	-182
BTB-Blockheizkraftwerks, Träger- und Betreibergesellschaft mbH Berlin, Berlin		100	18.094	¹
Budapesti Elektromos Muvek Nyrt., Budapest/Ungarn		55	832.714	100
Carl Scholl GmbH, Köln		100	401	42
Cegecom S.A., Luxemburg/Luxemburg		100	12.345	2.445
Channel Energy Limited, Swindon/Großbritannien		100	-781	-432
Delta Gasservice B.V., Middelburg/Niederlande		100	-857	6
Dorcogen B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-1.626	-1.808
E & Z Industrie-Lösungen GmbH, Gundremmingen		100	6.699	-1.892
ELE Verteilnetz GmbH, Gelsenkirchen		100	25	-1.108
Electra Insurance Limited, Hamilton/Bermudas		100	31.129	2.510
Elektrizitätswerk Landsberg GmbH, Landsberg am Lech		100	657	95
ELES B.V., Arnhem/Niederlande		100	1.954	-34.400
ELMU Halozati Eloszto Kft., Budapest/Ungarn		100	747.512	-132.574
ELMU-EMASZ Halozati Szolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	7.783	1.491
ELMU-EMASZ Ugyfelszolgálati Kft., Budapest/Ungarn		100	4.720	946
EMASZ Halozati Kft., Miskolc/Ungarn		100	289.341	4.553
Emscher Lippe Energie GmbH, Gelsenkirchen		50	36.154	24.083
ENB Energienetze Berlin GmbH, Berlin		100	25	¹
Energie Direct B.V., Waalre/Niederlande		100	-54.119	-16.205
Energies France S.A.S. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			34.057	1.346 ²
Centrale Hydroelectrique d'Oussiat S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Charentus S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Maintenance S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies Saint Remy S.A.S., Paris/Frankreich		100		

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Energies VAR 1 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 2 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energies VAR 3 S.A.S., Paris/Frankreich		100		
RWE Innogy Développement France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
SAS Île de France S.A.S., Paris/Frankreich		100		
Energis GmbH, Saarbrücken	64	139.946	25.802	
energis-Netzgesellschaft mbH, Saarbrücken		25		¹
Energy Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	296.310	2.992
Energy Direct Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	258.515	7
Energy Resources B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	140.325	8.746
Energy Resources Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	306.418	2.616
Energy Resources Ventures B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	23.492	-1.897
Enerservice Maastricht B.V., Maastricht/Niederlande		100	-90.230	2.248
envia AQUA GmbH, Chemnitz		100	510	¹
envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz	59	1.435.594	185.035	
envia SERVICE GmbH, Cottbus	100	921		-79
envia TEL GmbH, Markkleeberg		100	12.389	3.611
envia THERM GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	63.415	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft Chemnitz GmbH, Chemnitz		100	56.366	¹
enviaM Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen		100	175.741	31.725
eprimo GmbH, Neu-Isenburg		100	4.600	¹
Essent Belgium N.V., Antwerpen/Belgien		100	5.610	610
Essent Corner Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	11.076	5.141
Essent Energie Belgie N.V., Antwerpen/Belgien		100	137.389	23.692
Essent Energie Productie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	849.122	99
Essent Energie Verkoop Nederland B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	196.320	35.400
Essent Energy Gas Storage B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	1.548	996
Essent Energy Group B.V., Arnhem/Niederlande		100	-49	24
Essent Energy Systems Noord B.V., Zwolle/Niederlande		100	4.539	12.406
Essent IT B.V., Arnhem/Niederlande		100	-218.064	-19.208
Essent Meetdatabedrijf B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-8.752	-2.279
Essent Nederland B.V., Arnhem/Niederlande		100	2.822.500	1.009.000
Essent New Energy B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-22.230	-5.794
Essent N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	10.843.800	510.700
Essent Participations Holding B.V., Arnhem/Niederlande		100	308.671	0
Essent Personeel Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	3.008	408
Essent Power B.V., Arnhem/Niederlande		100	-133.970	-81.916
Essent Productie Geleen B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-1.525	1.311
Essent Projects B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-34.920	0
Essent Retail Bedrijven B.V., Arnhem/Niederlande		100	112.820	-8.300
Essent Retail Energie B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	255.420	68.700

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Essent Retail Participations B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	96.720	12.400
Essent Sales Portfolio Management B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	244.156	141.295
Essent Service B.V., Arnhem/Niederlande		100	-73.297	-14.516
Essent Wind Nordsee Ost Planungs- und Betriebsgesellschaft mbH, Helgoland		100	256	¹
Essent Zuid B.V., Waalre/Niederlande		100	106.184	5.782
Eszak-magyarországi Aramszolgáltató Nyrt., Miskolc/Ungarn		54	313.174	13.161
EuroSkyPark GmbH, Saarbrücken		51	287	191
EVIP GmbH, Bitterfeld-Wolfen		100	11.347	¹
EWK Nederland B.V., Groningen/Niederlande		100	-17.217	-8.296
EWV Energie- und Wasser-Versorgung GmbH, Stolberg		54	41.547	13.700
EZN Swentibold B.V., Geleen/Niederlande		100	2.872	1.654
FAMIS Gesellschaft für Facility Management und Industrieservice mbH, Saarbrücken		63	9.820	-1.275
Fri-El Anzi Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	7.039	-688
Fri-El Anzi S.r.l., Bozen/Italien		100	26.954	2.791
Fri-El Guardionara Holding S.r.l., Bozen/Italien		51	12.672	-622
Fri-El Guardionara S.r.l., Bozen/Italien		100	39.664	1.809
GBV Dreizehnte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH & Co. KG, Gundremmingen	94	94	-18.979	-493
GBV Fünfte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen	100	100	4.202.487	¹
GBV Siebte Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Essen		100	100	¹
Gemeinschaftskraftwerk Bergkamen A OHG der STEAG GmbH und der RWE Power AG, Bergkamen		51	14.078	1.300
Gemeinschaftskraftwerk Steinkohle Hamm GmbH & Co. KG, Essen		78	-102.014	-152.014
Georgia Biomass Holding LLC, Savannah/USA		100	47.949	2.442
Georgia Biomass LLC, Savannah/USA		100	13.597	-20.658
GfV Gesellschaft für Vermögensverwaltung mbH, Dortmund		100	74.596	-675
GISA GmbH, Halle (Saale)		75	9.007	3.407
Great Yarmouth Power Limited, Swindon/Großbritannien		100	3.599	0
Green Gecco GmbH & Co. KG, Essen		51	90.559	2.834
GWG Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		60	20.248	4.642
ICS adminservice GmbH, Leuna		100	726	126
Industriepark LH Verteilnetz GmbH, Chemnitz		100	100	¹
INVESTERG - Investimentos em Energias, SGPS, Lda. - Gruppe - (vorkonsolidiert)			10.090	-60 ²
INVESTERG - Investimentos em Energias, Sociedade Gestora de Participações Sociais, Lda., São João do Estoril/Portugal		100		
LUSITERG - Gestão e Produção Energética, Lda., São João do Estoril/Portugal		74		
Jihomoravská plynárenská, a.s., Brno/Tschechien		100	256.240	183.897
JMP DS, s.r.o., Brno/Tschechien		100	10.606	8.216
KA Contracting SK s.r.o., Banská Bystrica/Slowakei		100	1.289	279
Kazinc-Therm Fűtőerőmű Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	-442	-776
Kernkraftwerk Gundremmingen GmbH, Gundremmingen		75	84.184	8.343

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Kernkraftwerk Lingen GmbH, Lingen (Ems)		100	20.034	1
Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH, Lingen (Ems)		99	432.269	1
KMG Kernbrennstoff-Management Gesellschaft mbH, Essen		100	696.225	1
Knabs Ridge Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	5.290	1.081
Kraftwerksbeteiligungs-OHG der RWE Power AG und der E.ON Kernkraft GmbH, Lingen (Ems)		88	144.433	657
Krzecin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	22.540	167
KW Eemsmond B.V., Zwolle/Niederlande		100	8.815	0
Lechwerke AG, Augsburg		90	385.307	70.770
Leitungspartner GmbH, Düren		100	100	1
LEW Anlagenverwaltung GmbH, Gundremmingen		100	236.629	12.215
LEW Beteiligungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	407.635	10.757
LEW Netzservice GmbH, Augsburg		100	87	1
LEW Service & Consulting GmbH, Augsburg		100	1.250	1
LEW TelNet GmbH, Neusäß		100	5.918	4.716
LEW Verteilnetz GmbH, Augsburg		100	4.816	1
Little Cheyne Court Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		59	27.050	7.979
LYNEMOUTH POWER LIMITED, Northumberland/Großbritannien		100	9.577	-1.195
Magyar Áramszolgáltató Kft., Budapest/Ungarn		100	8.134	6.285
Mátrai Erömu Zártkörűen Működő Részvénytársaság, Visonta/Ungarn		51	331.955	35.447
MEWO Wohnungswirtschaft GmbH & Co. KG, Halle (Saale)		100	10.304	1.355
MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH, Halle (Saale)		75	133.061	39.274
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH, Kabelsketal		100	25	1
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Halle (Saale)		100	4.070	1
Mittlere Donau Kraftwerke AG, München		40 ⁴	5.113	0
ML Wind LLP, Swindon/Großbritannien		51		3
NEW AG, Mönchengladbach		44 ⁴	158.202	60.565
NEW Netz GmbH, Geilenkirchen		100	47.403	23.420
NEW Niederrhein Energie und Wasser GmbH, Mönchengladbach		100	1.000	4.371
NEW Niederrhein Wasser GmbH, Viersen		100	11.272	1.272
NEW Service GmbH, Mönchengladbach		100	100	1.597
NEW Tönisvorst GmbH, Tönisvorst		95	5.961	0
NEW Viersen GmbH, Viersen		100	38.714	18.938
Nordsee One GmbH, Hamburg		100	11.300	1
Npower Business and Social Housing Limited, Swindon/Großbritannien		100	-2.233	-1.790
Npower Cogen (Hythe) Limited, Swindon/Großbritannien		100	17.474	-4.406
Npower Cogen Limited, Swindon/Großbritannien		100	172.134	44.395
Npower Cogen Trading Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	889
Npower Commercial Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-9.556	3.524
Npower Direct Limited, Swindon/Großbritannien		100	226.079	48.431
Npower Financial Services Limited, Swindon/Großbritannien		100	-300	41

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Npower Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-263.085	38.478
Npower Limited, Swindon/Großbritannien		100	-207.029	68.582
Npower Northern Limited, Swindon/Großbritannien		100	-621.660	-139.156
Npower Yorkshire Limited, Swindon/Großbritannien		100	-664.412	-21.398
Npower Yorkshire Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRW Pellets GmbH, Erndtebrück		90	438	-2.761
Octopus Electrical Limited, Swindon/Großbritannien		100	2.555	-253
OIE Aktiengesellschaft, Idar-Oberstein		100	8.822	¹
Oval (2205) Limited, Swindon/Großbritannien		100	-5.757	0
Ózdi Erőmű Távhőtermelő és Szolgáltató Kft., Kazincbarcika/Ungarn		100	497	-537
Park Wiatrowy Nowy Staw Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	26.503	-2.115
Park Wiatrowy Suwalki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	77.039	-195
Park Wiatrowy Tychowo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	65.837	-1.999
Piecki Sp. z o.o., Warschau/Polen		51	44.012	2.258
Plus Shipping Services Limited, London/Großbritannien		100	18.913	5.859
Powerhouse B.V., Almere/Niederlande		100	13.918	12.300
RE GmbH, Köln		100	12.463	¹
Regenesys Holdings Limited, Swindon/Großbritannien		100	-11	0
Regenesys Technologies Limited, Swindon/Großbritannien		100	730	12
regionetz GmbH, Eschweiler		100	37	-20
Restabwicklung SNR 300 GmbH, Essen		100	2.506.790	32.626
Rheinbraun Brennstoff GmbH, Köln		100	63.316	¹
Rheinische Baustoffwerke GmbH, Bergheim		100	9.236	¹
Rheinkraftwerk Albbrück-Dogern Aktiengesellschaft, Waldshut-Tiengen		77	30.816	1.757
rhenag Beteiligungs GmbH, Köln		100	25	¹
rhenag Rheinische Energie Aktiengesellschaft, Köln		67	143.919	29.751
Rhenas Insurance Limited, Sliema/Malta	100	100	48.300	93
Rhyl Flats Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		50	13.982	8.032
RL Besitzgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	110.875	10.472
RL Beteiligungsverwaltung beschr. haft. OHG, Gundremmingen ⁵	51	100	347.116	18.528
RSB LOGISTIC GMBH, Köln		100	19.304	¹
RV Rheinbraun Handel und Dienstleistungen GmbH, Köln		100	36.694	¹
RWE & Turcas Güney Elektrik Üretim A.S., Ankara/Türkei		69	118.954	-23.243
RWE Aktiengesellschaft, Essen			9.532.842	704.344
RWE Aqua GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	233.106	¹
RWE Benelux Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	2.745.600	-1.078.900
RWE Beteiligungsgesellschaft mbH, Essen	100	100	8.058.440	¹
RWE Beteiligungsverwaltung Ausland GmbH, Essen	100	100	740.420	¹
RWE Česká republika a.s., Prag/Tschechien		100	1.859.052	93.996
RWE Consulting GmbH, Essen		100	1.555	¹
RWE Dea AG, Hamburg		100	1.323.905	¹

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Dea Cyrenaica GmbH, Hamburg		100	26	¹
RWE Dea E & P GmbH, Hamburg		100	32.930	¹
RWE Dea Global Limited, London/Großbritannien		100	1	0
RWE Dea Idku GmbH, Hamburg		100	13.772	¹
RWE Dea International GmbH, Hamburg		100	290.741	¹
RWE Dea Nile GmbH, Hamburg		100	130.581	¹
RWE Dea Norge AS, Oslo/Norwegen		100	275.695	270.500
RWE Dea North Africa/Middle East GmbH, Hamburg		100	130.025	¹
RWE Dea Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	63	17
RWE Dea Speicher GmbH, Hamburg		100	25	¹
RWE Dea Suez GmbH, Hamburg		100	87.226	¹
RWE Dea Suriname GmbH, Hamburg		100	25	¹
RWE Dea Trinidad & Tobago GmbH, Hamburg		100	25	¹
RWE Dea UK Holdings Limited, Aberdeen/Großbritannien		100	275.487	653
RWE Dea UK SNS Limited, London/Großbritannien		100	155.960	16.357
RWE Deutschland Aktiengesellschaft, Essen	12	100	499.142	¹
RWE Distribucní služby, s.r.o., Brno/Tschechien		100	21.426	16.588
RWE East, s.r.o., Prag/Tschechien	2	100	309	283
RWE Eemshaven Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-625.555	-565.992
RWE Effizienz GmbH, Dortmund		100	25	¹
RWE Energetyka Trzemeszno Sp. z o.o., Wrocław/Polen		100	1.813	239
RWE Energie, a.s., Ústí nad Labem/Tschechien		100	417.073	395.485
RWE Energiedienstleistungen GmbH, Dortmund		100	18.845	¹
RWE Energija d.o.o., Zagreb/Kroatien		100		³
RWE Energo, s.r.o., Prag/Tschechien		100	18.882	-1.206
RWE Energy Beteiligungsverwaltung Luxemburg S.A.R.L., Luxemburg/Luxemburg		100	86.013	9.115
RWE Enerji Toptan Satis A.S., Istanbul/Türkei		100	1.535	-2.197
RWE FiberNet GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Finance B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	10.227	2.466
RWE Gas International N.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande	100	100	6.853.256	1.432.065
RWE Gas Slovensko, s.r.o., Košice/Slowakei		100	4.222	1.659
RWE Gas Storage, s.r.o., Prag/Tschechien		100	593.723	88.624
RWE GasNet, s.r.o., Ústí nad Labem/Tschechien		100	847.613	130.227
RWE Gasspeicher GmbH, Dortmund	100	100	350.087	¹
RWE Gastronomie GmbH, Essen		100	275	¹
RWE Generation SE, Essen	100	100	264.622	¹
RWE Grid Holding, a.s., Prag/Tschechien		65	1.262.803	160.491
RWE Group Business Services CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	860	514
RWE Group Business Services GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Group Business Services Polska Sp.z o.o., Warschau/Polen		100	1.085	-710

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Hrvatska d.o.o., Zagreb/Kroatien		100	53	53
RWE Hungaria Tanacsado Kft., Budapest/Ungarn		100	6.745	-194
RWE Innogy AERSA S.A.U.- Gruppe - (vorkonsolidiert)			358.930	14.813 ²
Danta de Energías, S.A., Soria/Spanien		99		
Explotaciones Eólicas de Aldehuelas, S.L., Soria/Spanien		95		
General de Mantenimiento 21, S.L.U., Barcelona/Spanien		100		
Hidroeléctrica del Trasvase, S.A., Barcelona/Spanien		60		
RWE Innogy AERSA, S.A.U., Barcelona/Spanien		100		
RWE Innogy Benelux B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	145	-1.254
RWE Innogy Brise Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	226	¹
RWE Innogy Cogen Beteiligungs GmbH, Dortmund		100	7.350	¹
RWE Innogy GmbH, Essen	100	100	653.471	¹
RWE Innogy Grebbin Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Obere Warnow (OT Grebbin)		100	25	¹
RWE Innogy Italia S.p.A., Bozen/Italien		100	20.737	-165.060
RWE Innogy Lüneburger Heide Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Walsrode		100	25	¹
RWE Innogy Mistral Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hannover		100	578	¹
RWE Innogy Sandbostel Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sandbostel		100	25	¹
RWE Innogy (UK) Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.545.445	-41.714
RWE Innogy Windpark GmbH, Essen		100	1.273	1.248
RWE Innogy Windpower Hannover GmbH, Hannover		100	77.373	¹
RWE Innogy Windpower Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	-23.335	-2.837
RWE Interní služby, s.r.o., Prag/Tschechien		100	9.707	6.964
RWE IT Czech s.r.o., Brno/Tschechien	1	100	7.470	417
RWE IT GmbH, Essen	100	100	22.724	¹
RWE IT MAGYARORSZÁG Kft., Budapest/Ungarn		100	758	125
RWE IT Poland Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.676	53
RWE IT Slovakia s.r.o., Košice/Slowakei	15	100	843	801
RWE IT UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	10.102	-51.422
RWE Key Account CZ, s.r.o., Prag/Tschechien		100	6.734	4.941
RWE Kundenservice GmbH, Bochum		100	25	¹
RWE Metering GmbH, Mülheim an der Ruhr		100	25	¹
RWE NetzsERVICE GmbH, Siegen		100	50	¹
RWE Npower Group plc, Swindon/Großbritannien		100		³
RWE Npower Holdings plc, Swindon/Großbritannien		100	1.537.721	2.353
RWE Npower plc, Swindon/Großbritannien		100	2.019.907	552.894
RWE Npower Renewables (Galloper) No.1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-96	-88
RWE Npower Renewables (Galloper) No.2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	-96	-88
RWE Npower Renewables Limited, Swindon/Großbritannien		100	1.153.214	2.359
RWE Npower Renewables (Markinch) Limited, Swindon/Großbritannien		100	-14.816	-9.542
RWE Npower Renewables (NEWCO)1 Limited, Swindon/Großbritannien		100	4	-18

1 Ergebnisabführungsvertrag
2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Npower Renewables (NEWCO)2 Limited, Swindon/Großbritannien		100	2	-20
RWE Npower Renewables (NEWCO)3 Limited, Swindon/Großbritannien		100	2	-20
RWE Npower Renewables (NEWCO)4 Limited, Swindon/Großbritannien		100	11	-56
RWE Npower Renewables (Stallingborough) Limited, Swindon/Großbritannien		100	-8.294	-2.969
RWE Offshore Logistics Company GmbH, Hamburg		100	30	¹
RWE Offshore Wind Nederland B.V., 's Hertogenbosch/Niederlande		100	551	331
RWE Polska Contracting Sp. z o.o., Wroclaw/Polen		100	4.207	789
RWE Polska S.A., Warschau/Polen		100	118.177	77.873
RWE Power Aktiengesellschaft, Köln und Essen	100	100	3.399.197	¹
RWE Renewables Polska Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	300.151	788
RWE Rheinhessen Beteiligungs GmbH, Essen		100	57.840	¹
RWE RWN Beteiligungsgesellschaft Mitte mbH, Essen		100	286.356	¹
RWE Seabreeze I GmbH & Co. KG, Bremerhaven		100	48.352	17.252
RWE Seabreeze II GmbH & Co. KG, Bremerhaven		100	27.268	6.830
RWE Service GmbH, Dortmund	100	100	248.451	¹
RWE Slovensko s.r.o., Bratislava/Slowakei	1	100	2.181	-819
RWE Solutions Ireland Limited, Dublin/Ireland		100	13.653	1.467
RWE Stoen Operator Sp z o.o., Warschau/Polen		100	679.012	45.554
RWE Supply & Trading Asia-Pacific PTE. LTD., Singapur/Singapur		100	4.203	4.203
RWE Supply & Trading CZ, a.s., Prag/Tschechien		100	2.092.165	923.539
RWE Supply & Trading GmbH, Essen	100	100	446.800	¹
RWE Supply & Trading Netherlands B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	688.532	-37.800
RWE Supply & Trading Participations Limited, London/Großbritannien		100	28.219	-375.265
RWE Supply & Trading Switzerland S.A., Genf/Schweiz		100	59.532	-26.216
RWE Technology GmbH, Essen		100	25	¹
RWE Technology Tasarim ve Mühendislik Danismanlik Ticaret Limited Sirketi, Istanbul/Türkei		100	3.398	2.012
RWE Technology UK Limited, Swindon/Großbritannien		100	-451	-2.538
RWE Trading Americas Inc., New York/USA		100	37.293	5.279
RWE Trading Services GmbH, Essen		100	5.735	¹
RWE Turkey Holding A.S., Istanbul/Türkei	100	100	8.177	50
RWE Vertrieb Aktiengesellschaft, Dortmund		100	22.316	¹
RWE Zákaznické služby, s.r.o., Ostrava/Tschechien		100	2.678	2.399
RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH, Mülheim an der Ruhr		80	76.170	10.192
Saarwasserkraftwerke GmbH, Essen		100	14.368	¹
Scarcroft Investments Limited, Swindon/Großbritannien		100	-13.740	0
Schwäbische Entsorgungsgesellschaft mbH, Gundremmingen		100	19.369	620
Severomoravská plynárenská, a.s., Ostrava/Tschechien		100	312.403	171.592
Sinergy Energiaszolgáltató, Beruházó és Tanácsadó Kft., Budapest/Ungarn		100	28.508	-1.416
Speicher Breitbrunn/Eggstätt RWE Dea & Storengy, Hamburg		80	0	17.108
SPER S.p.A., Enna/Italien		70	11.823	-1.422

I. Verbundene Unternehmen, die in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
SRS EcoTherm GmbH, Salzbergen		90	13.530	2.459
Stadtwärme Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		100	2.970	¹
STADTWERKE DÜREN GMBH, Düren		75	26.721	5.956
Stadtwerke Kamp-Lintfort GmbH, Kamp-Lintfort		51	13.847	3.858
Südwestsächsische Netz GmbH, Crimmitschau		100	917	160
Süwag Beteiligungs GmbH, Frankfurt am Main		100	4.425	¹
Süwag Energie AG, Frankfurt am Main		78	428.675	86.300
Süwag Vertrieb AG & Co. KG, Frankfurt am Main		100	680	¹
Süwag Wasser GmbH, Frankfurt am Main		100	318	¹
Syna GmbH, Frankfurt am Main		100	4.939	¹
Taciewo Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	37.787	-83
The Hollies Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	529	93
Tisza-Therm Fűtőrőmű Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	-698	-1.005
Tisza-WTP Vízelökészítő és Szolgáltató Kft., Tiszaújváros/Ungarn		100	1.649	283
Transpower Limited, Dublin/Irländ		100	4.216	983
Triton Knoll Offshore Wind Farm Ltd., Swindon/Großbritannien		100	-7.755	-333
Überlandwerk Krumbach GmbH, Krumbach		75	4.801	594
Verteilnetz Plauen GmbH, Plauen		100	22	¹
Volta Limburg B.V., Schinnen/Niederlande		89	25.448	7.124
VSE Aktiengesellschaft, Saarbrücken		50	170.527	23.872
VSE Net GmbH, Saarbrücken		100	13.122	1.036
VSE Verteilnetz GmbH, Saarbrücken		100	25	¹
VWS Verbundwerke Südwestsachsen GmbH, Lichtenstein		98	27.095	2.452
Východoceská plynárenská, a.s., Prag/Tschechien		100	179.731	82.545
Wendelsteinbahn GmbH, Brannenburg		100	3.085	565
Wendelsteinbahn Verteilnetz GmbH, Brannenburg		100	38	¹
Westnetz GmbH, Dortmund		100	308	¹
Windpark Bentrup Betriebsgesellschaft mbH, Barntrup		100	25	¹
Windpark Westereems B.V., Zwolle/Niederlande		100	7.862	22
Windpark Zuidwester B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		100	12.284	0
WINKRA Hörup Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Hörup		100	26	487
WINKRA Lengerich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Gersten		100	25	¹
WINKRA Sommerland Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Sommerland		100	26	¹
WINKRA Süderdeich Windparkbetriebsgesellschaft mbH, Süderdeich		100	106	¹
WKN Windkraft Nord GmbH & Co. Windpark Wönkhausen KG, Hannover		100	425	245
YE Gas Limited, Swindon/Großbritannien		100	-105.946	0
Yorkshire Energy Limited, Bristol/Großbritannien		100	13.450	0

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Agenzia Carboni S.R.L., Genua/Italien		100	408	11
Alfred Thiel-Gedächtnis-Unterstützungskasse GmbH, Essen		100	5.113	0
Allt Dearg Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Alte Haase Bergwerks-Verwaltungs-Gesellschaft mbH, Dortmund		100	-68.631	849
Ardoch Over Enoch Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		100	0	0
Balassagyarmati Biogáz Erőmű Kft, Budapest/Ungarn		100	2	0
Ballindalloch Muir Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
b_gas Eicken GmbH, Schwalmthal		100	-976	7
bildungszentrum energie GmbH, Halle (Saale)		100	560	85
Bioenergie Bad Wimpfen GmbH & Co. KG, Bad Wimpfen	51	1.922		21
Bioenergie Bad Wimpfen Verwaltungs-GmbH, Bad Wimpfen	100	27		1
Bioenergie Kirchspiel Anhausen GmbH & Co. KG, Anhausen	51	998		-411
Bioenergie Kirchspiel Anhausen Verwaltungs-GmbH, Anhausen	100	26		1
Biogasanlage Schwalmthal GmbH, Schwalmthal	99	33		2
Brims Ness Tidal Power Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Burgar Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Carnedd Wen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Carr Mor Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien	100	0		0
Carsphairn Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien	100	1		0
Causeymire Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Comco MCS S.A., Luxemburg/Luxemburg	95	514		325
Craigenlee Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Culbin Farm Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 1A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 1B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 2A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 2B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 3A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 3B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 4A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 4B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 5A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 5B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 6A RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
Doggerbank Project 6B RWE Limited, Swindon/Großbritannien	100	0		0
ECS - Elektrárna Cechy-Stred, a.s., v likvidaci, Prag/Tschechien	51	1.721		97
EDON Group Costa Rica S.A., San Jose/Costa Rica	100	837		-133
Energetyka Wschod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen	100	38		1
Energetyka Zachod Sp. z o.o., Wroclaw/Polen	100	85		16

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Energie Mechernich Verwaltungs-GmbH, Mechernich		100		3
Energiegesellschaft Leimen GmbH & Co. KG, Leimen		75	1	7
Energiegesellschaft Leimen Verwaltungsgesellschaft mbH, Leimen		75	23	1
energienatur Gesellschaft für Erneuerbare Energien mbH, Siegburg		100	96	-4
Energieversorgung Bad Bentheim Verwaltungs-GmbH, Bad Bentheim		100		3
Energieversorgung Niederkassel GmbH & Co. KG, Niederkassel		100		3
Energieversorgung Niederkassel Verwaltung GmbH, Niederkassel		100		3
enviaM Erneuerbare Energien Verwaltungsgesellschaft mbH, Markkleeberg		100	28	2
ESK GmbH, Dortmund		100	128	1.786
Fernwärme Saarlouis-Steinrausch Investitionsgesellschaft mbH, Saarlouis		95	7.567	1
'Finelectra' Finanzgesellschaft für Elektrizitäts-Beteiligungen AG, Hausen/Schweiz		100	13.724	585
GBV Achtundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	1
GBV Einundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	1
GBV Neunundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	1
GBV Siebenundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	25	1
GBV Verwaltungsgesellschaft mbH, Gundremmingen	94	94	20	2
GBV Zweiundzwanzigste Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung, Essen	100	100	28	1
GKB Gesellschaft für Kraftwerksbeteiligungen mbH, Cottbus		100	139	7
GkD Gesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Siegburg		100	62	1
Green Gecco Verwaltungs GmbH, Essen		51	29	3
GWG Kommunal GmbH, Grevenbroich		100	100	0
HM&A Verwaltungs GmbH i.L., Essen		100	378	1
Hospitec Facility Management GmbH, Saarbrücken		100	-1.794	0
Infraestructuras de Aldehuelas, S.A., Soria/Spanien		100	428	0
Infrastrukturgesellschaft Netz Lübz mbH, Hannover		100	32	-12
Kazinc-BioEnergy Kft., Budapest/Ungarn		100	2	0
Kieswerk Kaarst GmbH & Co. KG, Bergheim		51	668	70
Kieswerk Kaarst Verwaltungs GmbH, Bergheim		51	28	0
Kiln Pit Hill Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
KWS Kommunal-Wasserversorgung Saar GmbH, Saarbrücken		100	30	1
Lochelbank Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Lößnitz Netz GmbH & Co. KG, Lößnitz		100	21	-4
Lößnitz Netz Verwaltungs GmbH, Lößnitz		100	26	1
Mátrai Erömü Központi Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	2.978	359
Meterplus Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MEWO Wohnungswirtschaft Verwaltungs-GmbH, Halle (Saale)		100	45	1
Middlemoor Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
MIROS Mineralische Rohstoffe, GmbH i.L., Bergheim		100	0	-10

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH, Chemnitz		100	24	-1
Netzgesellschaft Grimma GmbH & Co. KG, Grimma		100		3
Netzmanagement Grimma GmbH, Grimma		100		3
Netzwerke Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		100	50	1
NEW Re GmbH, Mönchengladbach		75	590	0
NEW Schwalm-Nette GmbH, Viersen		100	6.586	713
NEW Schwalm-Nette Netz GmbH, Viersen		100	25	-3
Niederrheinwerke Impuls GmbH, Grefrath		67	220	145
NiersEnergieNetze Verwaltungs-GmbH, Kevelaer		51		3
North Kintyre Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Novar Two Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Npower Northern Supply Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
NRF Neue Regionale Fortbildung GmbH, Halle (Saale)		100	160	27
Oschatz Netz GmbH & Co. KG, Oschatz		100	-10	-35
Oschatz Netz Verwaltungs GmbH, Oschatz		100	26	1
Park Wiatrowy Dolice Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	1.334	-13
Park Wiatrowy Elk Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	898	-13
Park Wiatrowy Gaworzyce Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	3.095	110
Park Wiatrowy Msciwój Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.148	-9
Park Wiatrowy Prudziszki Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	109	-24
Park Wiatrowy Smigiel I Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.763	29
Park Wiatrowy Znin Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	2.493	-44
Projecta 15 GmbH, Saarbrücken		100	16	1
Projecta 5 - Entwicklungsgesellschaft für kommunale Dienstleistungen mbH, Saarbrücken		100	17	-2
PT Rheincoal Supply & Trading Indonesia, PT, Jakarta/Indonesien		100		3
RD Hanau GmbH, Hanau		100	0	0
Rebyl Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
ReEnergie Niederrhein Biogas Schwalmtal GmbH & Co. KG, Schwalmtal		66	1.564	0
Rheinland Westfalen Energiepartner GmbH, Essen		100	5.369	1
rhenagbau GmbH, Köln		100	1.258	1
ROTARY-MATRA Kútfűrő és Karbantartó KFT, Visonta/Ungarn		100	812	29
RWE & Turcas Dogalgaz İthalat ve İhracat A.S., İstanbul/Türkei		100	314	-7
RWE Australia Pty. Ltd., Brisbane/Australien		100		3
RWE Dea Guyana GmbH, Hamburg		100	25	0
RWE Dea Petróleo e Gás do Brasil Ltda., Rio de Janeiro/Brasilien		100	48	0
RWE DEA Ukraine LLC, Kiew/Ukraine		100	35	-223
RWE East Bucharest S.R.L, Bukarest/Rumänien		100	903	-5
RWE Eurotest GmbH, Dortmund		100	51	1

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RWE Gas Transit, s.r.o., Prag/Tschechien		100	4.949	-16
RWE Innogy d.o.o. za koristenje obnovljivih izvora energije, Sarajevo/Bosnien-Herzegowina		100	38	-68
RWE Innogy Kaskasi GmbH, Hamburg		100	99	1
RWE Innogy Serbia d.o.o., Belgrad/Serbien		100	0	0
RWE Innogy Windpark Bedburg GmbH & Co. KG, Essen		100	996	-5
RWE Innogy Windpark Bedburg Verwaltungs GmbH, Essen		100	27	2
RWE Innogy Windpark Jüchen Verwaltungs GmbH, Essen		100	33	8
RWE Pensionsfonds AG, Essen	100	100	3.739	16
RWE POLSKA Generation Sp. z o.o., Warschau/Polen		100	174	-327
RWE Power Benelux B.V., Hoofddorp/Niederlande		100	648	2
RWE Power Beteiligungsverwaltung GmbH & Co. KG, Grevenbroich		100	0	0
RWE Power Climate Protection China GmbH, Essen		100	25	1
RWE Power Climate Protection Clean Energy Technology (Beijing) Co., Ltd., Beijing/China		100	1.801	63
RWE Power Climate Protection GmbH, Essen		100	23	1
RWE Power Climate Protection Southeast Asia Co., Ltd., Bangkok/Thailand		100	47	28
RWE Power Zweite Gesellschaft für Beteiligungsverwaltung mbH, Grevenbroich		100	24	1
RWE Principal Investments (3) Limited, Halifax/Kanada		100	3.608	-13
RWE Principal Investments (4) Limited, Halifax/Kanada		100	0	-1
RWE Rhein Oel Ltd., London/Großbritannien		100	-1	0
RWE Seabreeze I Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	37	6
RWE Seabreeze II Verwaltungs GmbH, Bremerhaven		100	37	6
RWE Stiftung gemeinnützige GmbH, Essen	100	100	59.621	437
RWE Supply & Trading (India) Private Limited, Mumbai/Indien		100		3
RWE Trading Services Ltd., Swindon/Großbritannien		100	1.010	74
RWE Wärme Berlin GmbH, Berlin		100	2.089	429
RWE-EnBW Magyarország Energiaszolgáltató Korlátolt Felelösségi Társaság, Budapest/Ungarn		70	324	63
SASKIA Informations-Systeme GmbH, Chemnitz		90	638	224
SchlauTherm GmbH, Saarbrücken		75	151	33
Securum AG, Zug/Schweiz		100	3.027	31
Sinergy Energiakereskedő Kft., Budapest/Ungarn		100	10	0
Snowgoat Glen Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Stadtwerke Korschenbroich GmbH, Mönchengladbach		100	20	-5
Steinkohledoppelblock Verwaltungs GmbH, Essen		100	255	50
Stromverwaltung Schwalmtal GmbH, Schwalmtal		100		3
Stroupster Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
Süwag Erneuerbare Energien GmbH, Frankfurt am Main		100	124	1
Süwag Vertrieb Management GmbH, Frankfurt am Main		100	24	0

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

II. Verbundene Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht in den Konzernabschluss einbezogen sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Taff-Ely Wind Farm Project Limited, Swindon/Großbritannien		100	105	0
Tarskavaig Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		100	0	0
T.B.E. TECHNISCHE BERATUNG ENERGIE für wirtschaftliche Energieanwendung GmbH, Duisburg		100	337	1
TEPLO Rumburk s.r.o., Rumburk/Tschechien		98	242	-11
Thermolux S.a.r.l., Luxemburg/Luxemburg		100	98	-484
Thyssengas-Unterstützungskasse GmbH, Dortmund		100	41	-34
Tisza BioTerm Kft., Budapest/Ungarn		60	219	0
Tisza-BioEnergy Kft, Budapest/Ungarn		100	2	0
TWS Technische Werke der Gemeinde Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		51	2.886	625
Versuchsatomkraftwerk Kahl GmbH, Karlstein		80	542	31
Verwaltungsgesellschaft Dorsten Netz mbH, Dorsten		100		3
VKB-GmbH, Saarbrücken		50		3
VKN Saar Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Ensdorf		51	46	2
VKN Saar Gesellschaft für Verwertung von Kraftwerksnebenprodukten und Ersatzbrennstoffen mbH & Co. KG, Ensdorf		51	50	280
VSE - Windpark Merchingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		100	2.484	-316
VSE - Windpark Merchingen Verwaltungs GmbH, Saarbrücken		100	57	2
VSE Stiftung gGmbH, Saarbrücken		100	2.577	19
Wärmeversorgung Schwaben GmbH, Augsburg		100	64	0
Windpark Jüchen GmbH & Co. KG, Essen		54	9.958	57
Windpark Losheim-Britten GmbH, Saarbrücken		100		3
Windpark Oberthal GmbH, Saarbrücken		100		3
Windpark Perl GmbH, Saarbrücken		100		3

1 Ergebnisabführungsvertrag 3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar
 2 Daten aus dem Konzernabschluss 4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung 5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Amprion GmbH, Dortmund	25	25	861.900	197.800
AS 3 Beteiligungs GmbH, Essen		51	0	-25.644
ATBERG - Eólicas do Alto Tâmega e Barroso, Lda., Ribeira de Pena/Portugal		40	2.142	-191
AVA Abfallverwertung Augsburg Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Augsburg		25	24.064	3.299
AVU Aktiengesellschaft für Versorgungs-Unternehmen, Gevelsberg		50	101.813	14.400
BEW Netze GmbH, Wipperfürth		61	10.892	1.425
Blackhawk Mining LLC, Lexington/USA		25	100.775	-7.441 ²
Budapesti Disz- es Közvilágítási Kft., Budapest/Ungarn		50	30.666	1.086
C-Power N.V., Oostende/Belgien		27	170.695	5.918
Delesto B.V., Delfzijl/Niederlande		50	61.328	3.173
Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW 21), Dortmund		47	176.346	40.825
EdeA VOF, Geleen/Niederlande		50	36.300	0
EGG Holding B.V., 's-Hertogenbosch/Niederlande		50	10.597	1.687
Electrorisk Verzekeringsmaatschappij N.V., Arnhem/Niederlande		25	11.270	-70
Elsta B.V., Middelburg/Niederlande		25	194	176
Elsta B.V. & CO C.V., Middelburg/Niederlande		25	21.201	23.785
Energie Nordeifel GmbH & Co. KG, Kall		50	11.479	3.362 ²
Energieversorgung Guben GmbH, Guben		45	5.870	527
Energieversorgung Hürth GmbH, Hürth		25	4.961	0
Energieversorgung Oberhausen AG, Oberhausen		10	30.305	10.973
Energiewacht N.V., Veendam/Niederlande		50	22.175	3.856
ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH, Moers		20	38.995	9.526
Enovos International S. A., Luxemburg/Luxemburg		18	723.683	54.862
EPZ - N.V. Elektriciteits Produktiemaatschappij Zuid-Nederland, Borssele/Niederlande		30	69.672	34.703
EWR Aktiengesellschaft, Worms		2	74.307	14.447
EWR Dienstleistungen GmbH & Co. KG, Worms		50	140.747	14.498
EWR GmbH - Energie und Wasser für Remscheid, Remscheid		20	83.816	13.785
Fovarosi Gazmuvek Zrt., Budapest/Ungarn		50	119.307	24.470
Freiberger Stromversorgung GmbH (FSG), Freiberg		30	9.017	1.669
FSO GmbH & Co. KG, Oberhausen		50	26.951	11.621 ²
Gas- und Wasserwerke Bous-Schwalbach GmbH, Bous		49	13.597	1.559
Geas Energiewacht B.V., Enschede/Niederlande		50	9.096	1.838
GNS Gesellschaft für Nuklear-Service mbH, Essen		28	6.253	5.521 ²
Greater Gabbard Offshore Winds Limited, Reading/Großbritannien		50	139.604	50.244
Grosskraftwerk Mannheim Aktiengesellschaft, Mannheim		40	114.142	6.647
Gwynt Y Môr Offshore Wind Farm Limited, Swindon/Großbritannien		60	-3.380	4
HIDROERG - Projectos Energéticos, Lda., Lissabon/Portugal		32	9.045	301
Innogy Renewables Technology Fund I GmbH & Co. KG, Essen		78	45.356	-16.550
Innogy Venture Capital GmbH, Essen		75	199	80

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Kärntner Energieholding Beteiligungs GmbH, Klagenfurt/Österreich		49	566.843	87.297
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG, Klagenfurt/Österreich		13	644.840	96.226 ²
Kemkens B.V., Oss/Niederlande		49	15.641	6.753
KEW Kommunale Energie- und Wasserversorgung AG, Neunkirchen		29	73.133	9.919
Konsortium Energieversorgung Opel oHG der RWE Innogy GmbH und der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, Karlstein		67	35.206	16.707
MAINGAU Energie GmbH, Oberhausen		47	19.757	5.034
medl GmbH, Mülheim an der Ruhr		49	21.829	0
Mingas-Power GmbH, Essen		40	3.394	2.725
Nebelhornbahn-Aktiengesellschaft, Oberstdorf		27	4.922	361
Pfalzwerke Aktiengesellschaft, Ludwigshafen		27	205.885	31.682 ²
PRENU Projektgesellschaft für Rationelle Energienutzung in Neuss mbH, Neuss		50	232	-22
Projecta 14 GmbH, Saarbrücken		50	38.359	2.134
Propan Rheingas GmbH & Co KG, Brühl		30	16.776	2.238
Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji Sp. z o.o., Dąbrowa Górnicza/Polen		34	31.076	1.923
Rain Biomasse Wärmegesellschaft mbH, Rain		75	6.515	508
Regionalgas Euskirchen GmbH & Co. KG, Euskirchen		43	61.253	13.989
RheinEnergie AG, Köln		20	741.918	171.676
Rhein-Main-Donau AG, München		22	110.169	0
Sampi Anlagen-Vermietungs GmbH & Co. Objekt Meerbusch KG, Mainz		100	555	1.328
Schluchseewerk Aktiengesellschaft, Laufenburg (Baden)		50	59.339	2.809
SHW/RWE Umwelt Aqua Vodogradnja d.o.o., Zagreb/Kroatien		50	1.424	104
Siegener Versorgungsbetriebe GmbH, Siegen		25	22.766	3.985
Société Electrique de l'Our S.A., Luxemburg/Luxemburg		40	11.770	-1.159 ²
SpreeGas Gesellschaft für Gasversorgung und Energiedienstleistung mbH, Cottbus		33	34.093	5.530
SSW Stadtwerke St. Wendel GmbH & Co. KG, St. Wendel		50	20.215	1.988
Stadtwerke Aschersleben GmbH, Aschersleben		35	15.831	2.617
Stadtwerke Bernburg GmbH, Bernburg (Saale)		45	31.709	5.468
Stadtwerke Bitterfeld-Wolfen GmbH, Bitterfeld-Wolfen		40	20.789	1.913
Stadtwerke Bühl GmbH, Bühl		30	22.107	0
Stadtwerke Duisburg Aktiengesellschaft, Duisburg		20	164.077	1.006
Stadtwerke Dülmen Dienstleistungs- und Beteiligungs-GmbH & Co. KG, Dülmen		50	26.286	3.526
Stadtwerke Emmerich GmbH, Emmerich am Rhein		25	12.115	2.843
Stadtwerke Essen Aktiengesellschaft, Essen		29	117.597	26.784
Stadtwerke Geldern GmbH, Geldern		49	8.595	615
Stadtwerke GmbH Bad Kreuznach, Bad Kreuznach		25	39.925	0
Stadtwerke Kirn GmbH, Kirn		49	2.137	360

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

III. Unternehmen, die nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Stadtwerke Lingen GmbH, Lingen (Ems)		40	13.471	0
Stadtwerke Meerane GmbH, Meerane		24	12.578	1.805
Stadtwerke Meinerzhagen GmbH, Meinerzhagen		27	20.895	829
Stadtwerke Merseburg GmbH, Merseburg		40	20.392	3.563
Stadtwerke Merzig GmbH, Merzig		50	15.906	1.703
Stadtwerke Neuss Energie und Wasser GmbH, Neuss		25	88.344	11.880
Stadtwerke Radevormwald GmbH, Radevormwald		50	4.818	1.289
Stadtwerke Ratingen GmbH, Ratingen		25	44.011	3.179
Stadtwerke Reichenbach/Vogtland GmbH, Reichenbach im Vogtland		24	12.979	2.354
Stadtwerke Saarlouis GmbH, Saarlouis		49	33.522	4.667
Stadtwerke Velbert GmbH, Velbert		50	82.005	7.211
Stadtwerke Weißenfels GmbH, Weißenfels		24	23.660	3.815
Stadtwerke Willich GmbH, Willich		25	12.581	0
Stadtwerke Zeitz GmbH, Zeitz		24	20.434	3.000
Stromnetz Günzburg GmbH & Co. KG, Günzburg		49		³
Südwestfalen Energie und Wasser AG, Hagen		19	229.559	23.729 ²
SVS-Versorgungsbetriebe GmbH, Stadtlohn		38	20.930	2.592
TCP Pet coke Corporation, Dover/USA		50	16.692	13.890 ²
TE Plomin d.o.o., Plomin/Kroatien		50	29.731	1.151
URANIT GmbH, Jülich		50	73.683	62.650
Vliegasunie B.V., De Bilt/Niederlande		43	17.009	14.052
Východoslovenská energetika a.s., Košice/Slowakei		49	217.763	66.794 ²
Wasser- und Energieversorgung Kreis St. Wendel GmbH, St. Wendel		28	20.274	1.343
wbm Wirtschaftsbetriebe Meerbusch GmbH, Meerbusch		40	20.414	2.954
WestEnergie und Verkehr GmbH, Geilenkirchen		50	41.067	11.113
Zagrebacke otpadne vode d.o.o., Zagreb/Kroatien		48	155.511	22.421
Zagrebacke otpadne vode-upravljanje i pogon d.o.o., Zagreb/Kroatien		33	2.803	3.972
Zephyr Investments Limited, Swindon/Großbritannien		33	-41.740	-13.910 ²
Zwickauer Energieversorgung GmbH, Zwickau		27	39.360	8.784

¹ Ergebnisabführungsvertrag² Daten aus dem Konzernabschluss³ Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar⁴ Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung⁵ RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Abwasser-Gesellschaft Knapsack, GmbH, Hürth		33	440	210
Awotec Gebäude Servicegesellschaft mbH, Saarbrücken		48	94	-1
Bäderbetriebsgesellschaft St. Ingbert GmbH, St. Ingbert		49	70	12
BC-Eromu Kft., Miskolc/Ungarn		74	16.054	4.476
BIG Breitband-Infrastrukturges. Cochem Zell mbH, Cochem-Zell		21	132	-32
Biogas Mönchengladbach-Süd GmbH & Co. KG, Mönchengladbach		50	25	0
Breer Gebäudedienste Heidelberg GmbH, Heidelberg		45	301	142
Brockloch Rig Windfarm Limited, Glasgow/Großbritannien		50	1	0
CARBON CDM Korea Ltd., Seoul/Südkorea		49	6.999	5.845
CARBON Climate Protection GmbH, Langenlois/Österreich		50	-108	469
CARBON Egypt Ltd., Kairo/Ägypten		49	4.230	4.339
CUT! Energy GmbH, Essen		49	-116	-176
CZT Valašské Meziríčí s.r.o., Valašské Meziríčí/Tschechien		20	174	30
DES Dezentrale Energien Schmalkalden GmbH, Schmalkalden		30	73	16
Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen				
AG & Co. oHG, Gorleben		31	680	172
Doggerbank Project 1 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 2 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 3 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 4 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 5 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
Doggerbank Project 6 Bizco Limited, Reading/Großbritannien		25	0	0
ELE-GEW Photovoltaikgesellschaft mbH, Gelsenkirchen		49	34	9
ELE-RAG Montan Immobilien Erneuerbare Energien GmbH, Bottrop		50	56	21
ELE-Scholven-Wind GmbH, Gelsenkirchen		30	692	167
Enercraft Energiemanagement OHG haftungsbeschränkt, Frankfurt am Main		50	1.633	0
Energie BOL GmbH, Ottersweier		50	26	1
Energie Nordeifel Beteiligungs-GmbH, Kall		50	27	2
Energie Service Saar GmbH, Völklingen		50	-1.533	131
Energiepartner Dörth GmbH, Dörth		49	27	4
Energiepartner Elsdorf GmbH, Elsdorf		40	22	2
Energiepartner Hermeskeil GmbH, Hermeskeil		20		3
Energiepartner Kerpen GmbH, Kerpen		49	0	-27
Energiepartner Projekt GmbH, Essen		49		3
Energiepartner Solar Kreuztal GmbH, Kreuztal		40	24	1
Energiepartner Wesseling GmbH, Wesseling		30	25	0
Energieversorgung Beckum GmbH & Co. KG, Beckum		34	3.119	751
Energieversorgung Beckum Verwaltungs-GmbH, Beckum		34	49	3
Energieversorgung Marienberg GmbH, Marienberg		49	1.770	1.144
Energieversorgung Oelde GmbH, Oelde		25	7.441	1.866
Enerventis GmbH & Co. KG, Saarbrücken		33	1.090	116
Ensys AG, Frankfurt am Main		25	1.015	-961

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Eólica de la Mata, S.A., Soria/Spanien		26	607	0
Eólica de Sarnago, S.A., Soria/Spanien		50	78	0
Erdgasversorgung Industriepark Leipzig Nord GmbH, Leipzig		50	462	27
ESG Energie Schmallenberg GmbH, Schmallenberg		44	25	0
EWC Windpark Cuxhaven GmbH, München		50	910	257
EWV Baesweiler GmbH & Co. KG, Baesweiler		45	1.184	173
EWV Baesweiler Verwaltungs GmbH, Baesweiler		45	26	1
FAMOS - Facility Management Osnabrück GmbH, Osnabrück		49	109	8
FernwärmeverSORGUNG Zwönitz GmbH, Zwönitz		50	2.772	184
Forewind Limited, Swindon/Großbritannien		25	0	0
FSO Verwaltungs-GmbH, Oberhausen		50	31	1
Galloper Wind Farm Limited, Reading/Großbritannien		50	-2	-4
Gasgesellschaft Kerken Wachtendonk mbH, Kerken		49	2.478	277
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt mbH & Co. KG, Saulheim		49		3
Gasnetzgesellschaft Wörrstadt Verwaltungs-GmbH, Wörrstadt		49		3
Gasversorgung Delitzsch GmbH, Delitzsch		49	5.702	957
Gemeindewerke Everswinkel GmbH, Everswinkel		45	4.537	37
Gemeindewerke Namborn GmbH, Namborn		49	686	165
Gemeindewerke Schwalbach GmbH, Schwalbach		49	550	103
Gemeinschaftswerk Hattingen GmbH, Essen		52	2.045	-2.894
GfB, Gesellschaft für Baudenkmalpflege mbH, Idar-Oberstein		20	65	9
GfS Gesellschaft für Simulatorschulung mbH, Essen		31	54	3
GKW Dillingen GmbH & Co. KG, Saarbrücken		25	19.651	4.313
Green Bioenergie Cereshof GmbH, Selfkant		49		3
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft mbH & Co. KG, Troisdorf		21	48.655	986
GREEN GECCO Beteiligungsgesellschaft-Verwaltungs GmbH, Troisdorf		21	33	1
GREEN Gesellschaft für regionale und erneuerbare Energie mbH, Stolberg		49	10	8
Green Solar Herzogenrath GmbH, Herzogenrath		45	2.933	133
Greenplug GmbH, Hamburg		49	1.000	0
GWE-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Eppelborn		50	-49	124
GWE-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Eppelborn		50	31	1
HOCHTEMPERATUR-KERNKRAFTWERK GmbH (HKG). Gemeinsames Europäisches Unternehmen, Hamm		31	0	0
Homepower Retail Limited, Swindon/Großbritannien		50	-27.407	0
Hungáriavíz Vagyonkezelő Zrt., Budapest/Ungarn		49	19.875	-25.558
Infrastrukturgemeinschaft Windpark Losheim GbR, Losheim		40		3
IWW Rheinisch-Westfälisches Institut für Wasserforschung gemeinnützige GmbH, Mülheim an der Ruhr		30	997	-226
Kavernengesellschaft Staßfurt mbH, Staßfurt		50	824	385
KAWAG AG Co. KG, Pleidelsheim		49	0	-1
KAWAG Netze GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		49	1	0
KAWAG Netze Verwaltungsgesellschaft mbH, Frankfurt am Main		49	25	0
KEVAG Telekom GmbH, Koblenz		50	2.385	753

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Klärschlammabfuhr Hesselberg Service GmbH, Unterschwaningen		49	21	-1
KlickEnergie GmbH & Co. KG, Neuss		65		3
KlickEnergie Verwaltungs-GmbH, Neuss		65		3
K-net GmbH, Kaiserslautern		25	960	50
Kommunale Dienste Marpingen GmbH, Marpingen		49	2.856	288
Kommunale Dienste Tholey GmbH, Tholey		49	967	208
Kommunale Entsorgung Neunkirchen Geschäftsführungsgesellschaft mbH, Neunkirchen		50	52	1
Kommunale Entsorgung Neunkirchen (KEN) GmbH & Co. KG, Neunkirchen		46	2.733	152
Kommunalwerk Rudersberg GmbH & Co. KG, Rudersberg		50	-7	-8
Kommunalwerk Rudersberg Verwaltungs-GmbH, Rudersberg		50	22	-3
Kraftwerk Buer Betriebsgesellschaft mbH i.L., Gelsenkirchen		50	13	0
Kraftwerk Buer GbR, Gelsenkirchen		50	5.113	0
Kraftwerk Voerde OHG der STEAG GmbH und RWE Power AG, Voerde		25	4.840	403
Kraftwerk Wehrden GmbH, Völklingen		33	10.627	29
KSG Kraftwerks-Simulator-Gesellschaft mbH, Essen		31	538	26
KSP Kommunaler Service Püttlingen GmbH, Püttlingen		40	85	77
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb GmbH & Co. KG, Bergheim		50	39	-9
KÜCKHOVENER Deponiebetrieb Verwaltungs-GmbH, Bergheim		50	37	2
MBS Ligna Therm GmbH i. L., Hofheim am Taunus		33	-96	-86
Moravské Hidroelektrárny d.o.o., Belgrad/Serien		51	3.890	-54
Naturstrom Betriebsgesellschaft Oberhonnefeld mbH, Koblenz		25	146	-2
Netzanbindung Tewel OHG, Cuxhaven		25	1.178	14
Netzgesellschaft Bühlertal GmbH & Co. KG, Bühlertal		50	-10	0
Netzgesellschaft Korb GmbH & Co. KG, Korb		50	-4	-2
Netzgesellschaft Korb Verwaltungs-GmbH, Korb		50	23	1
Netzgesellschaft Lauf GmbH & Co. KG, Lauf		50	-5	0
Netzgesellschaft Leutenbach GmbH & Co. KG, Leutenbach		50		3
Netzgesellschaft Leutenbach Verwaltungs-GmbH, Leutenbach		50	23	-2
Netzgesellschaft Ottersweier GmbH & Co. KG, Ottersweier		50	-6	0
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück GmbH & Co. KG, Rheda-Wiedenbrück		49		3
Netzgesellschaft Rheda-Wiedenbrück Verwaltungs-GmbH, Rheda-Wiedenbrück		49	25	0
NiersEnergieNetze GmbH & Co. KG, Kevelaer		51		3
Ningxia Antai New Energy Resources Joint Stock Co., Ltd., Yinchuan/China		25	22.176	5.840
Objektverwaltungsgesellschaft Dampfkraftwerk Bernburg mbH, Hannover		58	568	56
Offshore Trassenplanungs-GmbH OTP, Hannover		50	90	0
Peißenberger Wärmegesellschaft mbH, Peißenberg		50	1.246	371
prego services mbH, Saarbrücken		37	7.160	-780
Propan Rheingas GmbH, Brühl		28	44	2
Recklinghausen Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Recklinghausen		50		3
Recklinghausen Netz-Verwaltungsgesellschaft mbH, Recklinghausen		49		3
Renergie Stadt Wittlich GmbH, Wittlich		30	20	-5
rhenag - Thüga Rechenzentrum GbR, Köln		50	187	178

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
RIWA GmbH Gesellschaft für Geoinformationen, Kempten		33	1.285	287
RKH Rheinkies Hitdorf GmbH & Co. KG i.L., Bergheim		33	329	12
RKH Rheinkies Hitdorf Verwaltungs GmbH i.L., Bergheim		33	43	0
RurEnergie GmbH, Düren		25	169	-227
RWE Power International Middle East LLC, Dubai/Ver. Arab. Emirate		49		3
Sandersdorf-Brehna Netz GmbH & Co. KG, Sandersdorf-Brehna		49	13.413	180
SolarProjekt Mainaschaff GmbH, Mainaschaff		50	45	6
SolarProjekt Rheingau-Taunus GmbH, Bad Schwalbach		50	268	119
SSW Stadtwerke St. Wendel Geschäftsführungsgesellschaft mbH, St. Wendel		50	107	4
Stadtentwässerung Schwerte GmbH, Schwerte		48	51	0
Städtische Werke Borna GmbH, Borna		37	3.193	327
Städtisches Wasserwerk Eschweiler GmbH, Eschweiler		25	3.805	25
Stadtwerke - Strom Plauen GmbH & Co. KG, Plauen		49	4.642	535
Stadtwerke Ahaus GmbH, Ahaus		36	11.086	1.813
Stadtwerke Aue GmbH, Aue		24	12.602	1.682
Stadtwerke Dillingen/Saar Gesellschaft mbH, Dillingen		49	5.327	1.092
Stadtwerke Dülmen Verwaltungs-GmbH, Dülmen		50	29	0
Stadtwerke Gescher GmbH, Gescher		42	2.936	455
Stadtwerke Langenfeld GmbH, Langenfeld		20	7.751	5.087
Stadtwerke Lübbecke GmbH, Lübbecke		25	16.894	1.839
Stadtwerke Oberkirch GmbH, Oberkirch		33	6.192	0
Stadtwerke Roßlau Fernwärme GmbH, Dessau-Roßlau		49	1.592	412
Stadtwerke Schwarzenberg GmbH, Schwarzenberg/Erzgeb.		28	14.346	1.542
Stadtwerke Steinfurt GmbH, Steinfurt		48	6.602	928
Stadtwerke Unna GmbH, Unna		24	12.523	2.330
Stadtwerke Vlotho GmbH, Vlotho		25	4.780	172
Stadtwerke Wadern GmbH, Wadern		49	3.516	328
Stadtwerke Weilburg GmbH, Weilburg		20	8.101	833
Stadtwerke Werl GmbH, Werl		25	6.735	2.905
STEAG - Kraftwerksbetriebsgesellschaft mbH, Essen		21	325	0
Stromnetz Diez GmbH & Co. KG, Diez		25	1.162	47
Stromnetz Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Diez		25	26	1
Stromnetz Günzburg Verwaltungs GmbH, Günzburg		49		3
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen GmbH & Co. KG, Katzenelnbogen		49		3
Stromnetz Verbandsgemeinde Katzenelnbogen Verwaltungsgesellschaft mbH, Katzenelnbogen				
Stromnetz VG Diez GmbH & Co. KG, Altendiez		49		3
Stromnetz VG Diez Verwaltungsgesellschaft mbH, Altendiez		49		3
Stromnetzgesellschaft Neunkirchen-Seelscheid mbH & Co.KG, Neunkirchen-Seelscheid		49		3
SWL-energis Netzgesellschaft mbH & Co. KG, Lebach		50	3.684	659
SWL-energis-Geschäftsführungs-GmbH, Lebach		50	32	2
Talsperre Nonnweiler Aufbereitungsgesellschaft mbH, Saarbrücken		23	560	71

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

IV. Unternehmen, die wegen untergeordneter Bedeutung für die Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns nicht nach der Equity-Methode bilanziert sind	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Technische Werke Naumburg GmbH, Naumburg (Saale)		49	7.394	610
Teplarna Kyjov, a.s., Kyjov/Tschechien		32	19.927	-4.634
TEPLO Votice s.r.o., Votice/Tschechien		20	99	33
The Bristol Bulk Company Limited, London/Großbritannien		25	1	0
Toledo PV A.E.I.E., Madrid/Spanien		33	908	265
trilan GmbH, Trier		26	826	376
TVK Eromu Termelo es Szolgáltató Korlatolt Felelossegú Társaság, Tiszaujvaros/Ungarn		74	15.537	4.119
TWE Technische Werke Ensdorf GmbH, Ensdorf		49	2.394	66
TWL Technische Werke der Gemeinde Losheim GmbH, Losheim		50	5.752	1.250
TWM Technische Werke der Gemeinde Merchweiler GmbH, Merchweiler		49	1.859	68
TWN Trinkwasserverbund Niederrhein GmbH, Grevenbroich		33	162	11
TWRS Technische Werke der Gemeinde Rehlingen - Siersburg GmbH, Rehlingen		35	4.699	174
Umspannwerk Putlitz GmbH & Co. KG, Frankfurt am Main		25	0	-169
Untere Iller Aktiengesellschaft, Landshut		40	1.134	41
Untermain EnergieProjekt AG & Co. KG, Kelsterbach		49		³
Untermain Erneuerbare Energien Verwaltungs-GmbH, Raunheim		25	25	0
Verteilnetze Energie Weißenhorn GmbH & Co. KG, Weißenhorn		35	843	220
Verwaltungsgesellschaft Energie Weißenhorn GmbH, Weißenhorn		35	24	1
Verwaltungsgesellschaft GKW Dillingen mbH, Saarbrücken		25	155	7
VEW-VKR Fernwärmeverteilung Shamrock-Bochum GbR, Gelsenkirchen		45	0	0
Voltaris GmbH, Maxdorf		50	2.397	910
Wärmeversorgung Mücheln GmbH, Mücheln		49	848	85
Wärmeversorgung Wachau GmbH, Marktleugast OT Wachau		49	140	9
Wärmeversorgung Würselen GmbH, Würselen		49	1.315	60
Wasser- und Abwasserentsorgungsgesellschaft 'Thüringer Holzland' mbH, Hermsdorf		49	4.529	477
Wasserverbund Niederrhein Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Krefeld		42	9.620	575
Wasserversorgung Main-Taunus GmbH, Frankfurt am Main		49	106	4
Wasserwerk Wadern GmbH, Wadern		49	3.435	196
WEV Warendorfer Energieversorgung GmbH, Warendorf		25	2.173	2.008
Windenergie Fehne GmbH & Co. KG, Marienfließ		41	7.575	199
Windenergielpark Heidenrod GmbH, Heidenrod		51		³
WINDTEST Grevenbroich GmbH, Grevenbroich		38	272	132
WLN Wasserlabor Niederrhein GmbH, Mönchengladbach		45	343	17
Wohnungsbaugesellschaft für das Rheinische Braunkohlenrevier GmbH, Köln		50	47.225	1.547
WVG-Warsteiner Verbundgesellschaft mbH, Warstein		35	1.310	560
WVL Wasserversorgung Losheim GmbH, Losheim		50	4.886	241
WWS Wasserwerk Saarwellingen GmbH, Saarwellingen		49	3.213	169
Zugló-Therm Kft., Budapest/Ungarn		49	3.799	-533
Zweckverband Wasser Nalbach, Nalbach		49	1.717	70

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Aarewerke AG, Klingnau/Schweiz		30	20.043	1.286
APEP Dachfonds GmbH & Co. KG, München	48	48	595.699	58.751
AURICA AG, Aarau/Schweiz		8	92	1
BEW Bergische Energie- und Wasser-GmbH, Wipperfürth		19	25.478	4.220
BFG-Bernburger Freizeit GmbH, Bernburg (Saale)		1	9.465	-4.238
CELP II Chrysalix Energy II US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		6	0	0
CELP III Chrysalix Energy III US Limited Partnership, Vancouver/Kanada		11	0	0
Deutsches Forschungszentrum für künstliche Intelligenz GmbH, Kaiserslautern		4		3
Die BürgerEnergie eG, Dortmund		2		3
DII GmbH, München	8	8	2.970	187
eins energie in sachsen GmbH & Co. KG, Chemnitz		9	444.143	64.776
Elektrocieplownia Bedzin S.A., Bedzin/Polen		4	21.775	2.461
Energías Renovables de Ávila, S.A., Madrid/Spanien		17	595	0
Energieagentur Region Trier GmbH, Trier		10	25	19
Energiegenossenschaft Chemnitz-Zwickau e.G., Chemnitz		7	103	7
Energiehandel Saar GmbH & Co. KG, Neunkirchen		1	414	-5
Energiehandel Saar Verwaltungs-GmbH, Neunkirchen		2	25	0
Energieversorgung Limburg GmbH, Limburg an der Lahn		10	24.886	3.291
Entwicklungsgesellschaft Neu-Oberhausen mbH-ENO, Oberhausen		2	744	-1.115
Erdgas Münster GmbH, Münster		5	6.060	11.993 ²
Erdgas Westthüringen Beteiligungsgesellschaft mbH, Bad Salzungen		10	25.181	3.099
ESV-ED GmbH & Co. KG, Buchloe		4	124	-79
European Energy Exchange AG, Leipzig		4	113.696	11.813 ²
Fernkälte Geschäftsstadt Nord GbR, Hamburg		10	0	0
GasLINE Telekommunikationsnetz-Geschäftsführungsgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH, Straelen		10	58	2
GasLINE Telekommunikationsnetzgesellschaft deutscher Gasversorgungsunternehmen mbH & Co. KG, Straelen		10	41.000	47.966
Gemeinschafts-Lehrwerkstatt Neheim-Hüsten GmbH, Arnsberg		7	1.125	81
Gesellschaft für Stadtmarketing Bottrop mbH, Bottrop		3	161	-366
Gesellschaft für Wirtschaftsförderung Duisburg mbH, Duisburg		1	864	-1.770
GSG Wohnungsbau Braunkohle GmbH, Köln		15	42.411	253
High-Tech Gründerfonds II GmbH & Co. KG, Bonn		1	15.532	0
Hubject GmbH, Berlin		17	3.622	-1.778
ISR Internationale Schule am Rhein in Neuss GmbH, Neuss		6	-86	-56
IZES gGmbH, Saarbrücken		9	630	-74
KEV Energie GmbH, Kall		2	457	0
Kreis-Energie-Versorgung Schleiden GmbH, Kall		2	7.598	0
Neckar-Aktiengesellschaft, Stuttgart		12	10.179	0
Neustromland GmbH & Co. KG, Saarbrücken		5		3

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Ökostrom Saar Biogas Losheim KG, Merzig		10	-335	-3
Oppenheim Private Equity Institutionelle Anleger GmbH & Co. KG, Köln	26	26	9.015	912
Parkstad Energiediensten B.V., Voerendaal/Niederlande		0	0	0
Parque Eólico Cassiopea, S.L., Oviedo/Spanien		10	54	-1
Parque Eólico Escorpio, S.A., Oviedo/Spanien		10	538	-4
Parque Eólico Leo, S.L., Oviedo/Spanien		10	138	-5
Parque Eólico Sagitario, S.L., Oviedo/Spanien		10	127	-1
PEAG Holding GmbH, Dortmund	12	12	13.659	31
pro regionale energie eG, Diez		2	1.300	44
Promocion y Gestión Cáncer, S.L., Oviedo/Spanien		10	65	-1
PSI AG für Produkte und Systeme der Informationstechnologie, Berlin		18	83.278	5.856
ratioenergie GmbH & Co. KG, Ostseebad Nienhagen		8		³
ROSOLA Grundstücks-Vermietungsgesellschaft mbH & Co. Objekt Alzenau KG, Düsseldorf		100	0	419
SALUS Grundstücks-Vermietungsges. mbH & Co. Objekt Leipzig KG, Düsseldorf		100	-34	15
Sdružení k vytvorení a využívání digitální technické mapy mesta Pardubic, Pardubice/Tschechien		12	153	42
SE SAUBER ENERGIE GmbH & Co. KG, Köln		17	853	117
SE SAUBER ENERGIE Verwaltungs-GmbH, Köln		17	105	8
SET Fund II C.V., Amsterdam/Niederlande		30	0	0
SET Sustainable Energy Technology Fund C.V., Amsterdam/Niederlande		50	0	0
Solarpark St. Wendel GmbH, St. Wendel		15	1.003	173
SolarRegion RengsdorferLAND eG, Rengsdorf		2	313	14
Stadtmarketing-Gesellschaft Gelsenkirchen mbH, Gelsenkirchen		2	-1	57
Stadtwerke Detmold GmbH, Detmold		12	31.495	0
Stadtwerke ETO GmbH & Co. KG, Telgte		3	29.990	3.138
Stadtwerke Porta Westfalica GmbH, Porta Westfalica		12	7.272	628
Stadtwerke Sulzbach GmbH, Sulzbach		15	11.431	2.268
Stadtwerke Völklingen Netz GmbH, Völklingen		18	16.387	1.874
Stadtwerke Völklingen Vertrieb GmbH, Völklingen		18	7.301	2.569
Store-X storage capacity exchange GmbH, Leipzig		12	857	357
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, Trier		19	51.441	9.560
Technologiezentrum Jülich GmbH, Jülich		5	814	67
TGZ Halle TECHNOLOGIE- UND GRÜNDERZENTRUM HALLE GmbH, Halle (Saale)		15	14.289	133
Transport- und Frischbeton-GmbH & Co. KG Aachen, Aachen		17	390	137
Trianel GmbH, Aachen		3	84.922	2.290
Trinkaus Secondary GmbH & Co. KGaA, Düsseldorf	43	43	13.008	2.307
Umspannwerk Lübz GbR, Lübz		18	10	2
Union Group, a.s., Ostrava/Tschechien		2	83.473	59.067

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

V. Sonstige Beteiligungen	Beteiligungsanteil in %		Eigenkapital	Ergebnis
	direkt	gesamt	in Tsd. €	in Tsd. €
Untermain ErneuerbareEnergien GmbH & Co. KG, Raunheim		17		³
URSUS, Warschau/Polen		1	-114.463	-1.192
vitronet Holding GmbH, Essen		15	9.098	114
WASSERWERKE PADERBORN GmbH, Paderborn		10	24.105	0
WiN Emscher-Lippe Gesellschaft zur Strukturverbesserung mbH, Herten		2	160	-399
Windpark Saar GmbH & Co. Repower KG, Freisen		10	8.317	440
Zellstoff Stendal GmbH, Arneburg		17	41.391	-3.125

1 Ergebnisabführungsvertrag

2 Daten aus dem Konzernabschluss

3 Neugründung, Jahresabschluss noch nicht verfügbar

4 Beherrschung durch vertragliche Vereinbarung

5 RWE AG haftet unbeschränkt nach § 285 Nr. 11a HGB

4.8 ORGANE (TEIL DES ANHANGS)

Stand: 14. Februar 2014

Aufsichtsrat

Dr. Manfred Schneider

Köln
Vorsitzender
Geburtsjahr: 1938
Mitglied seit: 10. Dezember 1992

Mandate:

- Linde AG (Vorsitz)

Frank Bsirske¹

Berlin
Stellvertretender Vorsitzender
Vorsitzender der ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
Geburtsjahr: 1952
Mitglied seit: 9. Januar 2001

Mandate:

- Deutsche Bank AG
- Deutsche Postbank AG
- IBM Central Holding GmbH
- KfW Bankengruppe

Dr. Paul Achleitner²

München
Vorsitzender des Aufsichtsrats der Deutsche Bank AG
Geburtsjahr: 1956
- bis 18. April 2013 -

Mandate:

- Bayer AG
- Daimler AG
- Deutsche Bank AG (Vorsitz)

Werner Bischoff¹

Monheim am Rhein
Ehem. Mitglied des geschäftsführenden Hauptvorstands
der IG Bergbau, Chemie, Energie
Geburtsjahr: 1947
Mitglied seit: 13. April 2006

Mandate:

- RWE Dea AG
- RWE Power AG

Carl-Ludwig von Boehm-Bezing²

Bad Soden
Ehem. Mitglied des Vorstands der Deutsche Bank AG
Geburtsjahr: 1940
- bis 18. April 2013 -

- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

Reiner Böhle¹

Witten
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Deutschland AG
Geburtsjahr: 1960
Mitglied seit: 1. Januar 2013

Mandate:

- RWE Deutschland AG

Dr. Werner Brandt

Bad Homburg
Mitglied des Vorstands der SAP AG
Geburtsjahr: 1954
Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- Deutsche Lufthansa AG
- Qiagen N.V.

Dieter Faust¹

Eschweiler
Konzernbetriebsratsvorsitzender von RWE
Geburtsjahr: 1958
Mitglied seit: 1. August 2005

Mandate:

- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Roger Graef

Bollendorf
Geschäftsführer des Verbands der kommunalen
RWE-Aktionäre GmbH
Geburtsjahr: 1943
Mitglied seit: 20. April 2011

Arno Hahn¹

Walldalgesheim
Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Vertrieb AG
Geburtsjahr: 1962
Mitglied seit: 1. Juli 2012

Mandate:

- RWE Vertrieb AG

¹ Vertreter der Arbeitnehmer

² Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.

Manfred Holz¹

Grevenbroich

Stellvertretender Gesamtbetriebsratsvorsitzender
der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1954

Mitglied seit: 20. April 2011

Mandate:

- RWE Generation SE

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Hans-Peter Keitel

Essen

Vizepräsident des Bundesverbandes der Deutschen Industrie
Geburtsjahr: 1947

Mitglied seit: 18. April 2013

Mandate:

- Commerzbank AG
- EADS Deutschland GmbH
- National-Bank AG
- ThyssenKrupp AG
- Voith GmbH
- EADS N.V.

Frithjof Kühn

Sankt Augustin

Landrat Rhein-Sieg-Kreis

Geburtsjahr: 1943

Mitglied seit: 1. Februar 2010

Mandate:

- RW Holding AG
- Energie- und Wasserversorgung Bonn/Rhein-Sieg GmbH
- Gemeinnützige Wohnungsbaugesellschaft für den
Rhein-Sieg-Kreis GmbH (Vorsitz)
- Kreissparkasse Köln
- Rhein-Sieg-Abfallwirtschaftsgesellschaft AöR (Vorsitz)
- Rhein-Sieg-Verkehrsgesellschaft mbH (Vorsitz)

Hans Peter Lafos¹

Bergheim

Landesfachbereichsleiter FB 2 Ver- und Entsorgung,
ver.di Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft Landesbezirk NRW

Geburtsjahr: 1954

Mitglied seit: 28. Oktober 2009

Mandate:

- GEW Köln AG
- RWE Deutschland AG
- RWE Generation SE
- RWE Power AG

Christine Merkamp¹

Köln

Leiterin Controlling, Geschäftsfeld Veredelung
der RWE Power AG

Geburtsjahr: 1967

Mitglied seit: 20. April 2011

Dagmar Mühlenfeld

Mülheim an der Ruhr

Oberbürgermeisterin der Stadt Mülheim an der Ruhr

Geburtsjahr: 1951

Mitglied seit: 4. Januar 2005

Mandate:

- RW Holding AG (Vorsitz)
- Beteiligungsholding Mülheim an der Ruhr GmbH
- Flughafen Essen/Mülheim GmbH (Vorsitz)
- medi GmbH (Vorsitz)
- Mülheim & Business GmbH (Vorsitz)
- Sparkasse Mülheim an der Ruhr AöR

Dagmar Schmeer¹

Saarbrücken

Referentin Netzservice der VSE Verteilnetz GmbH

Geburtsjahr: 1967

Mitglied seit: 9. August 2006

Mandate:

- VSE AG

Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h.c. Ekkehard D. Schulz
 Krefeld
 Ehem. Vorsitzender des Vorstands der ThyssenKrupp AG
 Geburtsjahr: 1941
 Mitglied seit: 13. April 2006

Mandate:
 ▪ Bayer AG
 ▪ MAN SE

Dr. Wolfgang Schüssel
 Wien
 Bundeskanzler a. D.
 Geburtsjahr: 1945
 Mitglied seit: 1. März 2010

Mandate:
 - Bertelsmann Stiftung

Ullrich Sierau
 Dortmund
 Oberbürgermeister der Stadt Dortmund
 Geburtsjahr: 1956
 Mitglied seit: 20. April 2011

Mandate:
 ▪ Dortmunder Stadtwerke AG (Vorsitz)
 - Emschergenossenschaft
 - KEB Holding AG (Vorsitz)
 - Klinikum Dortmund gGmbH (Vorsitz)
 - KSBG Kommunale Verwaltungsgesellschaft GmbH
 - Medicos Holding GmbH & Co. KG
 - Schüchtermann-Schiller'sche Kliniken
 Bad Rothenfelde GmbH & Co. KG
 - Sparkasse Dortmund (Vorsitz)

Manfred Weber¹
 Wietze
 Gesamtbetriebsratsvorsitzender der RWE Dea AG
 Geburtsjahr: 1947
 Mitglied seit: 1. Dezember 2008

Mandate:
 ▪ RWE Dea AG

Dr. Dieter Zetsche
 Stuttgart
 Vorsitzender des Vorstands der Daimler AG
 Geburtsjahr: 1953
 Mitglied seit: 16. Juli 2009

Ausschüsse des Aufsichtsrats

Präsidium des Aufsichtsrats

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
 Dr. Paul Achleitner – bis 18. April 2013 –
 Frank Bsirske
 Manfred Holz
 Dagmar Mühlenfeld
 Dagmar Schmeer
 Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz
 Dr. Wolfgang Schüssel – seit 18. April 2013 –
 Manfred Weber

Vermittlungsausschuss nach § 27 Abs. 3 MitbestG

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
 Werner Bischoff
 Frank Bsirske
 Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz

Personalausschuss

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
 Dr. Paul Achleitner – bis 18. April 2013 –
 Reiner Böhle
 Frank Bsirske
 Dieter Faust
 Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Hans-Peter Keitel – seit 18. April 2013 –
 Frithjof Kühn

Prüfungsausschuss

Dr. Werner Brandt (Vorsitz) – seit 18. April 2013 –
 Carl-Ludwig von Boehm-Bezing (Vorsitz) – bis 18. April 2013 –
 Werner Bischoff
 Dieter Faust
 Arno Hahn
 Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Dr. h. c. Ekkehard D. Schulz
 Ullrich Sierau

Nominierungsausschuss

Dr. Manfred Schneider (Vorsitz)
 Dr. Paul Achleitner – bis 18. April 2013 –
 Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E. h. Hans-Peter Keitel – seit 18. April 2013 –
 Frithjof Kühn

¹ Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
 - Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

1 Vertreter der Arbeitnehmer

Vorstand

Peter Terium (Vorstandsvorsitzender)

Vorstandsvorsitzender des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Juli 2012,
bestellt bis zum 31. August 2016

Mandate:

- RWE Dea AG (Vorsitz)
- RWE IT GmbH (Vorsitz)
- RWE Supply & Trading GmbH (Vorsitz)

Dr. Rolf Martin Schmitz (stellvertretender Vorstandsvorsitzender und Vorstand Operative Steuerung)

Stellvertretender Vorsitzender des Vorstands der RWE AG seit
dem 1. Juli 2012

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Mai 2009,
bestellt bis zum 31. Januar 2019

Mandate:

- RWE Deutschland AG (Vorsitz)
- RWE Generation SE (Vorsitz)
- RWE Innogy GmbH
- RWE Power AG (Vorsitz)
- Süwag Energie AG (Vorsitz)
- TÜV Rheinland AG
- Essent N.V.
- KELAG-Kärntner Elektrizitäts-AG
- RWE Turkey Holding A.S. (Vorsitz)

Dr. Bernhard Günther (Finanzvorstand)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Juli 2012,
bestellt bis zum 30. Juni 2017

Mandate:

- RWE Deutschland AG
- RWE Generation SE
- RWE Pensionsfonds AG (Vorsitz)
- RWE Power AG
- Essent N.V.

Uwe Tigges (Arbeitsdirektor)

Mitglied des Vorstands der RWE AG seit dem 1. Januar 2013,
bestellt bis zum 31. Dezember 2015

Mandate:

- Amprion GmbH
- RWE Generation SE
- RWE Pensionsfonds AG
- RWE Service GmbH (Vorsitz)

Aus dem Vorstand ausgeschiedene Mitglieder

Dr. Leonhard Birnbaum (ehem. Vorstand Kommerzielle Steuerung)¹

Mitglied des Vorstands der RWE AG bis zum 22. März 2013

Mandate:

- Georgsmarienhütte Holding GmbH
- RWE Turkey Holding A.S.

Alwin Fitting (ehem. Arbeitsdirektor)

Mitglied des Vorstands der RWE AG bis zum 31. März 2013

¹ Die Angaben beziehen sich auf den Zeitpunkt des Ausscheidens.
- Mitgliedschaft in anderen gesetzlich zu bildenden Aufsichtsräten
- Mitgliedschaft in vergleichbaren in- und ausländischen Kontrollgremien von Wirtschaftsunternehmen

4.9 BESTÄTIGUNGSVERMERK DES UNABHÄNGIGEN ABSCHLUSSPRÜFERS

An die RWE Aktiengesellschaft, Essen

Vermerk zum Konzernabschluss

Wir haben den beigefügten Konzernabschluss der RWE Aktiengesellschaft, Essen, und ihrer Tochtergesellschaften – bestehend aus Gewinn- und Verlustrechnung und Gesamtergebnisrechnung, Bilanz, Kapitalflussrechnung, Veränderung des Eigenkapitals und Anhang für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013 – geprüft.

Verantwortung des Vorstands für den Konzernabschluss

Der Vorstand der RWE Aktiengesellschaft ist verantwortlich für die Aufstellung dieses Konzernabschlusses. Diese Verantwortung umfasst, dass dieser Konzernabschluss in Übereinstimmung mit den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften aufgestellt wird und unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens-, Finanz- und Ertragslage des Konzerns vermittelt. Der Vorstand ist auch verantwortlich für die internen Kontrollen, die er als notwendig erachtet, um die Aufstellung eines Konzernabschlusses zu ermöglichen, der frei von wesentlichen – beabsichtigten oder unbeabsichtigten – falschen Darstellungen ist.

Verantwortung des Abschlussprüfers

Unsere Aufgabe ist es, auf der Grundlage unserer Prüfung ein Urteil zu diesem Konzernabschluss abzugeben. Wir haben unsere Abschlussprüfung in Übereinstimmung mit § 317 HGB unter Beachtung der vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung sowie unter ergänzender Beachtung der International Standards on Auditing (ISA) durchgeführt. Danach haben wir die Berufspflichten einzuhalten und die Abschlussprüfung so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der Konzernabschluss frei von wesentlichen falschen Darstellungen ist.

Eine Abschlussprüfung umfasst die Durchführung von Prüfungs-handlungen, um Prüfungs-nachweise für die im Konzernabschluss enthaltenen Wertansätze und sonstigen Angaben zu erlangen. Die Auswahl der Prüfungshandlungen liegt im pflicht-gemäßen Ermessen des Abschlussprüfers. Dies schließt die Beurteilung der Risiken wesentlicher – beabsichtigter oder un-beabsichtigter – falscher Darstellungen im Konzernabschluss ein. Bei der Beurteilung dieser Risiken berücksichtigt der Ab-schlussprüfer das interne Kontrollsyste, das relevant ist für die Aufstellung eines Konzernabschlusses, der ein den tatsäch-lichen Verhältnissen entsprechendes Bild vermittelt. Ziel hierbei ist es, Prüfungshandlungen zu planen und durchzuführen, die unter den gegebenen Umständen angemessen sind, jedoch nicht, ein Prüfungsurteil zur Wirksamkeit des internen Kontrollsyste, des Konzerns abzugeben. Eine Abschlussprüfung um-fasst auch die Beurteilung der Angemessenheit der angewand-teten Rechnungslegungsmethoden und der Vertretbarkeit der von dem Vorstand ermittelten geschätzten Werte in der Rechnungs-legung sowie die Beurteilung der Gesamtdarstellung des Kon-zernabschlusses.

Wir sind der Auffassung, dass die von uns erlangten Prüfungs-nachweise ausreichend und geeignet sind, um als Grundlage für unser Prüfungsurteil zu dienen.

Prüfungsurteil

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des Konzernabschlusses zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung gewon-nenen Erkenntnisse entspricht der Konzernabschluss in allen wesentlichen Belangen den IFRS, wie sie in der EU anzuwenden sind, und den ergänzend nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften und vermittelt unter Beachtung dieser Vorschriften ein den tatsächlichen Verhältnissen entsprechendes Bild der Vermögens- und Finanzlage des Konzerns zum 31. Dezember 2013 sowie der Ertragslage für das an diesem Stichtag endende Geschäftsjahr.

Vermerk zum Konzernlagebericht

Wir haben den beigefügten Konzernlagebericht, der mit dem Lagebericht der RWE Aktiengesellschaft zusammengefasst ist, für das Geschäftsjahr vom 1. Januar bis 31. Dezember 2013 geprüft. Der Vorstand der RWE Aktiengesellschaft ist verantwortlich für die Aufstellung des zusammengefassten Lageberichts in Übereinstimmung mit den nach § 315a Abs. 1 HGB anzuwendenden deutschen gesetzlichen Vorschriften. Wir haben unsere Prüfung in Übereinstimmung mit § 317 Abs. 2 HGB und unter Beachtung der für die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts vom Institut der Wirtschaftsprüfer (IDW) festgestellten deutschen Grundsätze ordnungsmäßiger Abschlussprüfung durchgeführt. Danach ist die Prüfung des zusammengefassten Lageberichts so zu planen und durchzuführen, dass hinreichende Sicherheit darüber erlangt wird, ob der zusammengefasste Lagebericht mit dem Konzernabschluss sowie mit den bei der Abschlussprüfung gewonnenen Erkenntnissen in Einklang steht, insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns vermittelt und die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend darstellt.

Gemäß § 322 Abs. 3 Satz 1 HGB erklären wir, dass unsere Prüfung des zusammengefassten Lageberichts zu keinen Einwendungen geführt hat.

Nach unserer Beurteilung aufgrund der bei der Prüfung des Konzernabschlusses und zusammengefassten Lageberichts gewonnenen Erkenntnisse steht der zusammengefasste Lagebericht in Einklang mit dem Konzernabschluss, vermittelt insgesamt ein zutreffendes Bild von der Lage des Konzerns und stellt die Chancen und Risiken der zukünftigen Entwicklung zutreffend dar.

Essen, den 18. Februar 2014

PricewaterhouseCoopers
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Michael Reuther
Wirtschaftsprüfer

Markus Dittmann
Wirtschaftsprüfer

GLOSSAR

Anlagenabnutzungsgrad. Anteil der kumulierten Abschreibungen auf das Sachanlagevermögen an den historischen Anschaffungskosten.

Anlagenintensität. Anteil des Anlagevermögens (Sachanlagen, immaterielle Vermögenswerte, Investment Property) am Gesamtvermögen.

At-Equity-Bilanzierung. Verfahren zur Berücksichtigung von Beteiligungsgesellschaften, die nicht auf Basis der Vollkonsolidierung mit allen Aktiva und Passiva in den Konzernabschluss einbezogen werden. Dabei wird der Beteiligungsbuchwert um die Entwicklung des anteiligen Eigenkapitals der Beteiligung fortgeschrieben. Diese Veränderung geht in die Gewinn- und Verlustrechnung der Eigentümergesellschaft ein.

Barrel. Weltweite Handelseinheit für Rohöl. Dabei gilt:
1 Barrel (US) = 158,987 Liter.

Best Practice. Frei übersetzt „beste Praxis“ oder „bestes Verfahren“. Gemeint sind damit bewährte und effiziente Technologien, Techniken und Managementverfahren, durch deren Einsatz ein Ziel am besten erreicht werden kann.

Betafaktor. Bezeichnung für das Risiko einer einzelnen Aktie im Vergleich zum Gesamtmarkt. Bei einem Betafaktor größer eins ist das Risiko des Einzeltitels höher, und umgekehrt.

Biomasse. Biomasse im energietechnischen Sinne umfasst tierische und pflanzliche Erzeugnisse, die zur Gewinnung von Heizenergie und elektrischer Energie oder als Kraftstoffe verwendet werden können. In Frage kommen dafür u.a. Holzpellets, Hackschnitzel, Stroh, Getreide, Altholz, Biodiesel und Biogas.

Clean Development Mechanism. Gemäß dem Kyoto-Protokoll zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen können Staaten oder Unternehmen durch Maßnahmen zur Emissionsminderung in Schwellen- oder Entwicklungsländern, die selbst keine Verpflichtung zur Emissionsreduktion haben, Emissionsgutschriften erwerben. Diese Gutschriften können sie zur Abdeckung eigener Treibhausgasemissionen einsetzen.

CO₂. Chemische Summenformel für Kohlenstoffdioxid (im Sprachgebrauch auch Kohlendioxid). CO₂ ist eine chemische Verbindung aus Kohlenstoff und Sauerstoff.

Commercial Paper. Handelbare, unbesicherte Inhaberschuldverschreibung, die zur kurzfristigen Fremdmittelaufnahme emittiert wird. Commercial Paper werden als Daueremission revolvierend mit einer typischen Laufzeit von einem Tag bis zu 24 Monaten ausgegeben.

Commodity. Bezeichnung für eine standardisierte, handelbare Ware, z. B. Strom, Öl oder Gas.

Compliance. Einhaltung sämtlicher für das jeweilige Unternehmen relevanten gesetzlichen Pflichten, Vorschriften und Richtlinien.

Credit Default Swap (CDS). Finanzinstrument zum Handel von Kreditausfallrisiken. Der Sicherungsnehmer bezahlt meist eine einmalige jährliche Gebühr an den Sicherungsgeber. Im Falle der Nichtrückzahlung des zugrunde liegenden Kreditinstruments erhält er vom Sicherungsgeber eine vertraglich festgelegte Kompenstation.

Debt-Issuance-Programm (DIP). Vertraglicher Rahmen und Musterdokumentation zwecks vereinfachter, standardisierter Begebung von Wertpapieren am Kapitalmarkt.

Defined Benefit Obligation. Barwert der vom Arbeitnehmer bis zum Bilanzstichtag erdienten Leistungen im Rahmen der betrieblichen Altersvorsorge.

EBITDA. Abkürzung für: Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortisation (englisch). Auf Deutsch: Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen auf Sachanlagen und auf immaterielle Vermögensgegenstände.

EU Allowance (EUA). Handelseinheit im Emissionshandel in der EU. Ein EUA verbrieft das Recht auf den Ausstoß einer Tonne CO₂.

Exploration. Bezeichnung für die Suche nach und Erkundung von Erdöl- und Erdgaslagerstätten.

Gas Midstream. Umfasst den Großhandel, die Speicherung und den Transport von Erdgas. Die Gasproduktion wird mit dem Begriff „Upstream“, der Vertrieb an den Endkunden mit „Downstream“ bezeichnet.

Grundlast. Strombedarf, der unabhängig von allen Lastschwankungen besteht und im gesamten Tagesverlauf nicht unterschritten wird. Er entsteht u.a. durch Haushaltsgeräte im Dauerbetrieb und Industrieunternehmen, die auch nachts produzieren. Grundlaststrom wird vor allem von Braunkohle- und Kernkraftwerken erzeugt. Diese Anlagen sind zumeist über 6.000 Stunden pro Jahr im Einsatz. Auch Laufwasserkraftwerke oder Biomasseanlagen bedienen den Grundbedarf.

Grünstromprivileg. Das Grünstromprivileg nach § 39 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) befreit Stromvertriebsgesellschaften unter bestimmten Voraussetzungen von der Zahlung der EEG-Umlage an den Übertragungsnetzbetreiber. Voraussetzung ist, dass der Stromabsatz zu mindestens 50% aus EEG-fähigen Anlagen stammt, wobei mindestens 20% aus Sonnenenergie oder Windenergie gewonnen werden müssen. Außerdem muss eine Direktvermarktung vorliegen, d.h. ein Ökostrom-Verkauf vom Produzenten direkt an die Vertriebsgesellschaft und nicht über den Übertragungsnetzbetreiber, und der Stromerzeuger darf keine EEG-Einspeisevergütung beziehen.

Hybridanleihe. Mischung aus Fremd- und Eigenkapitalfinanzierung. In der Regel haben Hybridanleihen eine sehr lange – mitunter unendliche – Laufzeit und sind nur durch den Emittenten zu vertraglich festgelegten Terminen kündbar. Je nach Ausgestaltung der Anleihe können Zinszahlungen unter bestimmten Voraussetzungen ausgesetzt werden.

International Financial Reporting Standards (IFRS). Internationale Rechnungslegungsvorschriften, die vom International Accounting Standards Board (IASB) herausgegeben werden. Losgelöst von nationalen Rechtsvorschriften regeln sie die Aufstellung international vergleichbarer Einzel- und Konzernabschlüsse.

Investment Grade. Bewertungskategorie für Unternehmen mit sehr guter bis durchschnittlicher Bonität. Hierunter fallen die von Ratingagenturen vergebenen Ratingklassen AAA bis BBB (Standard & Poor's und Fitch) oder Aaa bis Baa (Moody's). Bei Unternehmen der Kategorie Non-Investment-Grade ist das Risiko, dass die finanziellen Verpflichtungen nicht erfüllt werden können, wesentlich höher.

Joint Implementation. Gemäß Kyoto-Protokoll können Staaten oder Unternehmen durch Maßnahmen zur Emissionsminderung in anderen Ländern, die ebenfalls eine Reduktionsverpflichtung haben, Emissionsgutschriften erwerben. Diese Gutschriften können sie zur Abdeckung eigener Treibhausgasemissionen einsetzen.

Kernbrennstoffsteuer. Abgabe auf Kernbrennstoff, der zur gewerblichen Erzeugung von elektrischem Strom eingesetzt wird, in Höhe von 145 € je Gramm. Die Kernbrennstoffsteuer wird in Deutschland seit dem 1. Januar 2011 erhoben.

Kilowatt (kW). Maßeinheit der elektrischen Leistung.
1 Megawatt (MW) = 10^3 Kilowatt;
1 Gigawatt (GW) = 10^6 Kilowatt;
1 Terawatt (TW) = 10^9 Kilowatt.

Konfidenzniveau. Wahrscheinlichkeit, mit der ein Wert innerhalb eines bestimmten Intervalls liegt.

Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bei KWK-Anlagen wird sowohl die bei der chemischen oder physikalischen Umwandlung von Energieträgern entstehende Wärme als auch die durch die Energieumwandlung erzeugte elektrische Energie genutzt. Im Gegensatz zu thermischen Kraftwerken, die nur auf Stromproduktion ausgelegt sind, wird bei KWK-Anlagen durch die gleichzeitige Nutzung der Abwärme ein höherer Gesamtwirkungsgrad erreicht.

LNG. Liquified Natural Gas; auf Deutsch: verflüssigtes Erdgas. Die Verflüssigung wird durch Abkühlung erreicht. LNG hat nur etwa ein Sechshundertstel des Volumens von Erdgas in Gasform und ist daher sehr gut für den Transport und die Lagerung geeignet.

Performance Shares. Virtuelle Aktien, die den Teilnehmern an unserem Long-Term Incentive Plan Beat das Recht geben, am Ende der Planlaufzeit eine Auszahlung zu erhalten. Voraussetzung ist, dass die definierten Erfolgsziele erfüllt oder übertroffen wurden.

Photovoltaik. Bezeichnet die direkte Umwandlung von Lichtenergie, meist aus Sonnenlicht, in elektrische Energie mittels Solarzellen.

Put- oder Call-Optionen. Optionen gewähren ihrem Inhaber das Recht, einen bestimmten Bezugswert, z.B. eine Aktie, zu einem im Voraus vereinbarten Preis innerhalb eines festgelegten Zeitraums zu kaufen (Call-Option) oder zu verkaufen (Put-Option).

Rating. Ein Rating oder Kreditrating ist im Finanzwesen eine Einschätzung der Bonität eines Schuldners. Häufig werden Ratings durch spezialisierte Ratingagenturen in Form von Codes vergeben. Beispielsweise steht AAA für höchste Bonität, C oder gar D dagegen für eine sehr schlechte.

Service Cost. Laufender Dienstzeitaufwand; der Begriff bezeichnet den Anstieg des Barwerts einer leistungsorientierten Pensionsverpflichtung, der auf die von Arbeitnehmern in der Berichtsperiode erbrachte Arbeitsleistung entfällt.

Smart Home. Intelligentes Wohnen oder auch Smart Home bezeichnet technische Verfahren im privaten Wohnbereich mit Geräten zur Datenvernetzung und Fernsteuerbarkeit, die zusätzliche Funktionen zur Steigerung des Komforts, der Sicherheit und der Energieeffizienz ermöglichen.

Smart Meter. Technologie, die dem Kunden zeitnahe Informationen über den Energieverbrauch und die Energiekosten liefert. Die Nutzer können ihren Energiebedarf damit besser kontrollieren.

Spitzenlast. Bezeichnet Phasen, in denen die Stromnachfrage besonders hoch ist, z.B. mittags, wenn warme Mahlzeiten zubereitet werden. Spitzenlastkraftwerke sind vielfach weniger als 3.000 Stunden pro Jahr im Einsatz. Als solche sind Gas- und Speicherkraftwerke einzuordnen.

Spotmarkt/Spothandel. Allgemeine Bezeichnung für Märkte, auf denen Bezahlung und Lieferung i.d.R. kurz nach dem Geschäftsabschluss erfolgen.

Steinkohleeinheit (SKE). Maßeinheit für den Vergleich des Energiegehalts von Primärennergieträgern. 1 Kilogramm SKE entspricht 29.308 Kilojoule.

Syndizierte Kreditlinie. Durch eine Mehrzahl von Banken zugesagte Kreditlinie, die einem Unternehmen die Mittelaufnahme in unterschiedlichen Beträgen, Laufzeiten und Währungen erlaubt. Sie dient meist der Liquiditätssicherung.

Take-or-pay-Vertrag. Vereinbarung einer Zahlungsgarantie zwischen einem Lieferanten und seinem Kunden. Das heißt, Letzterer muss für eine festgelegte Mindestmenge auch dann bezahlen, wenn er sie dem Anbieter gar nicht abnimmt.

Terminmarkt/Terminhandel. Handelsgegenstand an den Terminmärkten sind Verträge über zukünftig zu erfüllende Geschäfte. Bestimmte Konditionen, z.B. der Preis oder Erfüllungszeitpunkt, werden bereits bei Abschluss des Vertrages festgelegt.

Umlaufintensität. Anteil des kurzfristigen Vermögens am Gesamtvermögen.

Upstream. Bezeichnung für die Exploration und Förderung von Erdöl und Erdgas einschließlich der Aufbereitung zu qualitäts- und marktgerechten Rohstoffen.

Value at Risk (VaR). Risikomaß, das angibt, welchen Wert der Verlust aus einer bestimmten Risikoposition (z.B. eines Portfolios von Wertpapieren) mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit und in einem gegebenen Zeithorizont unter üblichen Marktbedingungen nicht überschreitet. Ein VaR von 1 Mio. € bei einer Haltedauer von einem Tag und einem Konfidenzniveau von 95% bedeutet, dass der mögliche Verlust aus der betrachteten Risikoposition von einem Tag auf den nächsten mit einer Wahrscheinlichkeit von 95% den Betrag von 1 Mio. € nicht übersteigt.

Vermögensdeckungsgrad. Verhältnis des langfristigen Kapitals – also des Eigenkapitals und des langfristigen Fremdkapitals – zum langfristigen Vermögen.

Verschuldungsfaktor. Englisch: Leverage Factor. Kennzahl, die das Verhältnis der Nettoschulden zum EBITDA angibt.

Vollkonsolidierung. Verfahren zur Einbeziehung von Tochterunternehmen in den Konzernabschluss, wenn diese vom Mutterunternehmen beherrscht werden, z.B. durch Mehrheit der Stimmrechte.

Werthaltigkeitstest. Englisch: Impairment Test. Verfahren zur Prüfung des Wertes von Vermögensgegenständen, bei dem der Buchwert mit dem erzielbaren Betrag verglichen wird. Ziel ist, dass Aktiva nicht mit einem höheren als dem erzielbaren Betrag bilanziert werden. Eine Differenz ist als Wertminderung ergebniswirksam zu erfassen.

Wirkungsgrad. Verhältnis von abgegebener und aufgenommener Leistung bei der Energieumwandlung. Bei thermischen Kraftwerken gibt der Wirkungsgrad an, wie viel Prozent der im Brennstoff enthaltenen Wärmeenergie in Strom umgewandelt werden kann. Je höher der Wirkungsgrad ist, desto effizienter wird der Energiegehalt des Einsatzstoffes genutzt. Moderne Gaskraftwerke kommen auf Wirkungsgrade von über 58%. Bei Stein- und Braunkohle werden 46% bzw. 43% erreicht.

FÜNFJAHRESÜBERSICHT

Fünfjahresübersicht		2013	2012	2011	2010	2009
RWE-Konzern						
Außenumumsatz	Mio. €	54.070	53.227	51.686	53.320	47.741
Ergebnis						
EBITDA	Mio. €	8.762	9.314	8.460	10.256	9.165
Betriebliches Ergebnis	Mio. €	5.881	6.416	5.814	7.681	7.090
Ergebnis vor Steuern	Mio. €	-1.487	2.230	3.024	4.978	5.598
Nettoergebnis/Ergebnisanteile der Aktionäre der RWE AG	Mio. €	-2.757	1.306	1.806	3.308	3.571
Ergebnis je Aktie	€	-4,49	2,13	3,35	6,20	6,70
Nachhaltiges Nettoergebnis	Mio. €	2.314	2.457	2.479	3.752	3.532
Nachhaltiges Nettoergebnis je Aktie	€	3,76	4,00	4,60	7,03	6,63
Eigenkapitalrentabilität	%	-17,1	10,2	12,6	23,1	28,5
Umsatzrentabilität	%	-0,8	6,9	8,3	12,3	14,8
Wertmanagement						
Return on Capital Employed (ROCE)	%	10,8	12,0	10,9	14,4	16,3
Wertbeitrag	Mio. €	990	1.589	1.286	2.876	3.177
Betriebliches Vermögen (Capital Employed)	Mio. €	54.345	53.637	53.279	53.386	43.597
Cash Flow/Investitionen/Abschreibungen						
Cash Flow aus laufender Geschäftstätigkeit	Mio. €	5.755	4.395	5.510	5.500	5.299
Free Cash Flow	Mio. €	1.267	-686	-843	-879	-614
Investitionen einschließlich Akquisitionen	Mio. €	4.624	5.544	7.072	6.643	15.637
Davon: in Sachanlagen und immaterielle Vermögenswerte	Mio. €	4.494	5.081	6.353	6.379	5.913
Abschreibungen und Anlagenabgänge	Mio. €	7.878	5.343	3.632	3.410	2.553
Anlagenabnutzungsgrad	%	62,0	59,0	58,5	61,8	64,0
Free Cash Flow je Aktie	€	2,06	-1,12	-1,56	-1,65	-1,15
Vermögens-/Kapitalstruktur						
Langfristiges Vermögen	Mio. €	56.743	63.338	63.539	60.465	56.563
Kurzfristiges Vermögen	Mio. €	24.376	24.840	29.117	32.612	36.875
Bilanzielles Eigenkapital	Mio. €	12.137	16.489	17.082	17.417	13.717
Langfristige Schulden	Mio. €	47.103	47.445	44.391	45.162	45.633
Kurzfristige Schulden	Mio. €	21.879	24.244	31.183	30.498	34.088
Bilanzsumme	Mio. €	81.119	88.178	92.656	93.077	93.438
Anlagenintensität	%	57,4	59,1	56,0	53,4	49,4
Umlaufintensität	%	30,0	28,2	31,4	35,0	39,5
Vermögensdeckungsgrad	%	104,4	100,9	96,7	103,5	104,9
Eigenkapitalquote	%	15,0	18,7	18,4	18,7	14,7
Nettofinanzschulden	Mio. €	10.420	12.335	12.239	11.904	10.382
Nettoschulden	Mio. €	30.666	33.015	29.948	28.964	25.787
Verschuldungsfaktor		3,5	3,5	3,5	2,8	2,8

Fünfjahresübersicht		2013	2012	2011	2010	2009
RWE-Konzern						
Mitarbeiter						
Mitarbeiter zum Jahresende ¹		66.341	70.208	72.068	70.856	70.726
Forschung & Entwicklung						
F&E-Aufwendungen	Mio. €	151	150	146	149	110
F&E-Mitarbeiter		430	450	410	360	350
Emissionsbilanz						
CO ₂ -Ausstoß	Mio. Tonnen	163,8	179,8	161,9	164,9	149,1
Kostenlos zugeteilte CO ₂ -Zertifikate	Mio. Tonnen	7,4	121,4	116,6	115,1	105,2
Unterausstattung mit CO ₂ -Zertifikaten	Mio. Tonnen	155,9 ²	58,4	45,3	49,8	43,9
Spezifische CO ₂ -Emissionen	Tonnen/MWh	0,756	0,792	0,787	0,732	0,796

Fünfjahresübersicht		2013	2012	2011	2010	2009
RWE Aktiengesellschaft						
Dividende/Ausschüttung						
Ausschüttung	Mio. €	615 ³	1.229	1.229	1.867	1.867
Dividende je Aktie	€	1,00 ³	2,00	2,00	3,50	3,50
Börsenkennzahlen						
Börsenkapitalisierung zum Jahresende	Mrd. €	16,2	19,1	16,6	28,0	38,0
Langfristiges Kreditrating						
Moody's		Baa1	A3	A3	A2	A2
Ausblick		stabil	negativ	negativ	negativ	negativ
Standard & Poor's		BBB+	BBB+	A-	A	A
Ausblick		stabil	stabil	negativ	negativ	negativ

1 Umgerechnet in Vollzeitstellen

2 Die Türkei nimmt nicht am Europäischen Emissionsrechtehandel teil, daher werden unsere dortigen Emissionen in Höhe von 0,5 Mio. Tonnen bei der Ermittlung der Unterausstattung nicht berücksichtigt.

3 Dividendenvorschlag für das Geschäftsjahr 2013 der RWE AG, vorbehaltlich der Beschlussfassung durch die Hauptversammlung am 16. April 2014

IMPRESSUM

RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

Telefon +49 201 12-00
Telefax +49 201 12-15199
E-Mail contact@rwe.com

Investor Relations:

Telefon +49 201 12-15025
Telefax +49 201 12-15265
E-Mail invest@rwe.com

Konzernkommunikation:

Telefon +49 201 12-15250
Telefax +49 201 12-15094

Geschäftsberichte, Zwischenberichte und weitere Informationen über RWE erhalten Sie im Internet unter www.rwe.com.

Dieser Geschäftsbericht ist am 4. März 2014 veröffentlicht worden. Er liegt auch in englischer Sprache vor.

Designkonzept und Gestaltung:

Scholz & Friends Düsseldorf GmbH

Satz und Produktion:

CHIARI GmbH – Agentur für Markenkommunikation, Düsseldorf

Fotografie:

Catrin Moritz, Essen
Christian Lord Otto, Düsseldorf
RWE Archiv

Lektorat:

Textpertise Heike Virchow, Gießen
Anne Fries. Das Lektorat., Düsseldorf

Druck:

D+L Printpartner GmbH, Bocholt

RWE ist Mitglied im DIRK – Deutscher Investor Relations Verband e.V.

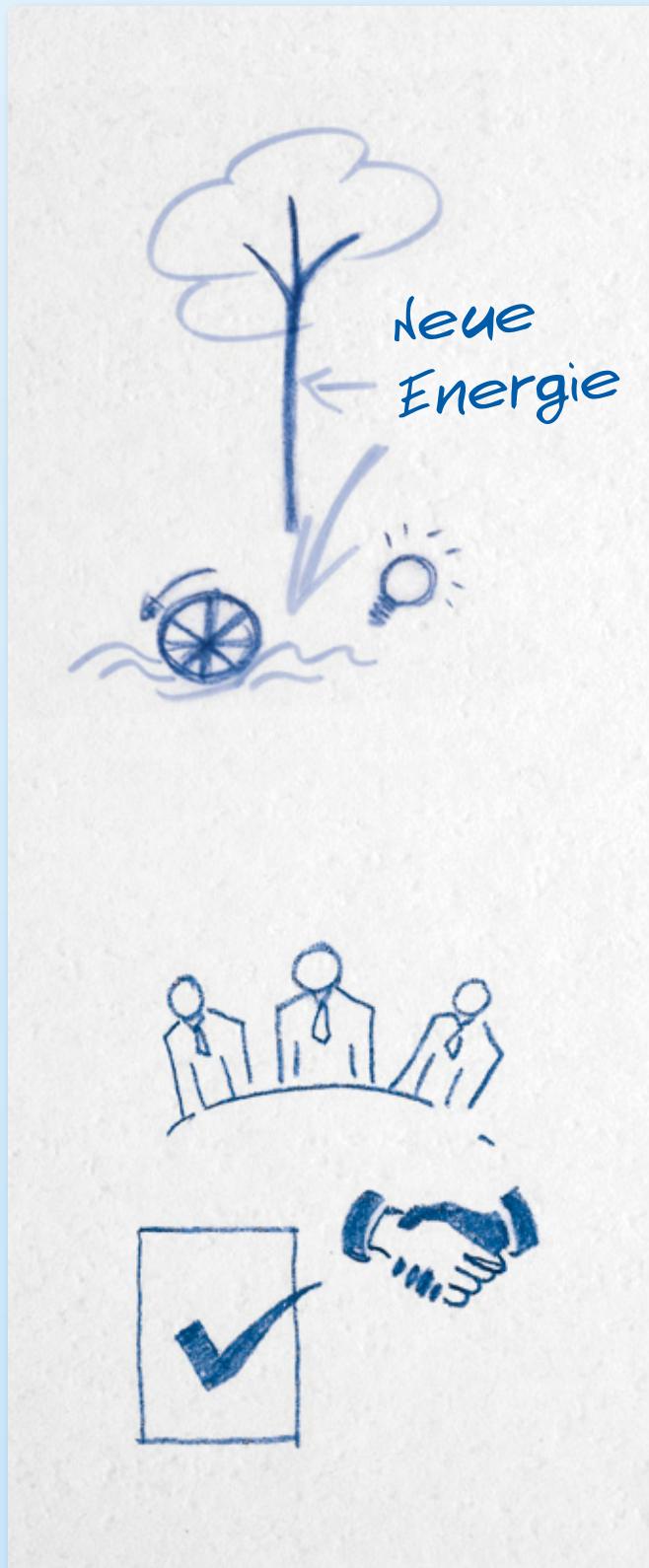


Zukunftsbezogene Aussagen. Dieser Geschäftsbericht enthält Aussagen, die sich auf die künftige Entwicklung des RWE-Konzerns und seiner Gesellschaften sowie die wirtschaftliche und politische Entwicklung beziehen. Diese Aussagen stellen Einschätzungen dar. Wir haben sie auf Basis aller Informationen getroffen, die uns zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts zur Verfügung standen. Sollten die zugrunde gelegten Annahmen nicht zutreffen oder unvorhergesehene Risiken eintreten, so können die tatsächlichen von den erwarteten Ergebnissen abweichen. Eine Gewähr können wir für diese Angaben daher nicht übernehmen.

Internetverweise. Inhalte von Internetseiten, auf die wir im Lagebericht verweisen, sind nicht Teil des Lageberichts, sondern dienen lediglich der weiteren Information. Ausgenommen ist die Erklärung zur Unternehmensführung nach § 289a HGB.

FINANZKALENDER

16. April 2014	Hauptversammlung
17. April 2014	Dividendenzahlung
14. Mai 2014	Zwischenbericht über das erste Quartal 2014
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



RWE Aktiengesellschaft

Opernplatz 1
45128 Essen

T +49 201 12-00
F +49 201 12-15199
I www.rwe.com